



MASTERARBEIT

Dipl.-Wirtschaftsing.(FH)
Karl Veverka

**BEWIRTSCHAFTUNG VON
PUMPSPEICHERN
Effizienzsteigerung durch
Investitionen und eine
preisverhältnisabhängige
Vermarktungsstrategie**

Stockerau 2013

MASTERARBEIT

BEWIRTSCHAFTUNG VON PUMPSPEICHERN Effizienzsteigerung durch Investitionen und eine preisverhältnisabhängige Vermarktungsstrategie

Autor:

Karl Veverka

Studiengang:

Master of Science in Industrial Management

Seminargruppe:

ZM11wA2

Erstprüfer:

Prof. Dr. Thomas Lärm

Zweitprüfer:

Prof. Mag. Erich Greistorfer

Mittweida, Dezember 2013

MASTERTHESIS

MANAGEMENT OF PUMPED HYDRO STORAGEES Increase of efficiency by investments and a price relationship-dependent strategy

Author:

Karl Veverka

Course:

Master of Science in Industrial Management

Tutorial group:

ZM11wA2

First auditor:

Prof. Dr. Thomas Lärm

Second auditor:

Prof. Mag. Erich Greistorfer

Mittweida, Dezember 2013

Bibliografische Angaben

Veverka, Karl: BEWIRTSCHAFTUNG VON PUMPSPEICHERN Effizienzsteigerung durch Investitionen und eine preisverhältnisabhängige Vermarktungsstrategie, 101 Seiten, 77 Abbildungen, Hochschule Mittweida, Fakultät Wirtschaftswissenschaften

Masterarbeit, 2013

Referat

Klimaerwärmung, abnehmende Akzeptanz von Kernenergie und sinkende Kosten der Energiegewinnung aus regenerativen Energien führen zu einer deutlichen Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromproduktion. Bis 2020 werden voraussichtlich 25% des Stromverbrauches in Mitteleuropa aus regenerativen Energien gedeckt.

Windenergie weist unter diesen Energieformen das größte Potenzial auf, benötigt aber wegen der oft erheblichen Erzeugungsschwankungen die Vorhaltung entsprechend hoher Regelleistung. Mit kurzen Anlaufzeiten und großen verfügbaren Leistungen können Pumpspeicherkraftwerke diese Anforderungen der Netzbetreiber am besten erfüllen.

In der vorliegenden Masterarbeit werden einleitend die technischen Grundlagen von Pumpspeicherkraftwerken vorgestellt. In weiterer Folge werden für verschiedene Speichertypen mögliche Märkte und geeignete Strategien auf ihre Wirtschaftlichkeit untersucht.

Da die Errichtung neuer Speicherkraftwerke in Österreich durchwegs auf heftigen Widerstand stößt, ist der Aus- oder Umbau bestehender Kraftwerke oder Kraftwerksgruppen die einfachere Alternative. Die Erweiterung bestehender Anlagen hat vor allem auch den Vorteil, dass keine großen Veränderungen in der Umwelt sichtbar werden. Da die meisten hochalpinen Speicher in Österreich aus natürlichen Zuflüssen gespeist werden, kommt der Kombination Technologie und Vermarktungsstrategie eine besondere Bedeutung zu.

I. Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	I
Abbildungsverzeichnis	II
Tabellenverzeichnis	III
Danksagung	IV
1 Einleitung	1
1.1 Aufgabenstellung	1
1.2 Zielsetzung	1
2 Technische Grundlagen	3
2.1 Speicher-Typen	3
2.2 Turbinen-Typen	4
2.3 Motorgenerator-Typen	6
3 Bewirtschaftungsmöglichkeiten	13
3.1 Vermarktung des Zuflusses	13
3.2 Umlagerung Base/Peak	16
3.3 Systemdienstleistungen	17
3.4 Ausgleichsenergie	19
4 Wirtschaftlichkeitsanalyse	23
4.1 Tagesspeicher	29
4.2 Jahresspeicher	43
5 Projekte im Vergleich	67
5.1 Limberg II	67
5.2 Kops II	70
5.3 Reißbeck II	73
5.4 Goldisthal	76
5.5 Glems	79
5.6 Atdorf	83
5.7 Grimsel 3	88
5.8 Wirtschaftlichkeit	90

6	Speicherbewertung im Betrieb	93
7	Zusammenfassung.....	95
	Literaturverzeichnis	97

II. Abbildungsverzeichnis

2.1	Pumpspeicherkraftwerk, Quelle: Autor	3
2.2	Haupteinsatzbereich von Turbinen, Quelle: [25]	4
2.3	Wirkungsgrade von Turbinen, Quelle: [37]	5
2.4	Pumpenwirkungsgrad in Abhängigkeit von der spezifischen Drehzahl und der Nettoförderhöhe, Quelle: [36]	6
2.5	Vergleich Turbinenwirkungsgrad, Quelle: [4]	7
2.6	Vergleich Turbinenleistung, Quelle: [4]	8
2.7	Vergleich Pumpenleistung, Quelle: [4]	8
2.8	Lösungen mit variabler Drehzahl, Quelle: [32]	10
2.9	Vorteile der CFM Lösung, Quelle: [32]	10
2.10	Hydraulischer Kurzschluss, Quelle: [45]	11
2.11	Wirkungsgrad eines Pumpspeicherwerkes, Quelle: [34]	12
3.1	Täglicher Zufluss hochalpiner Speicher, Quelle: Autor	14
3.2	Monatlicher Zufluss hochalpiner Speicher, Quelle: Autor	14
3.3	Umlagerung Base/Peak, Quelle: Autor	16
3.4	Zeitlicher Ablauf des Einsatzes der Regelleistungsarten, Quelle: [30]	17
3.5	Anforderungen zur Teilnahme Regelenenergiemarkt, Quelle: [13]	18
3.6	Regelzone im Gleichgewicht, Quelle: [14]	20
3.7	Ausgleich durch Bilanzgruppen, Quelle: [14]	20
3.8	Ausgleich durch Bilanzgruppen und Regelmaßnahmen, Quelle: [14]	21
3.9	Abruf von Ausgleichsenergie, Quelle: [5]	22
4.1	EEX Preise 2012, Quelle: [44]	24
4.2	Verteilung der EEX Preise 2012, Quelle: [44]	25
4.3	EEX Preise WH 2012, Quelle: [44]	25
4.4	Verteilung der EEX Preise WH 2012, Quelle: [44]	26
4.5	EEX Preise SH 2012, Quelle: [44]	26
4.6	Verteilung der EEX Preise SH 2012, Quelle: [44]	27
4.7	Aufteilung der Errichtungskosten, Quelle: Autor	29

4.8	Verhältnis Erlös/Kosten Tagesspeicher, Quelle: Autor	30
4.9	Leistung Francis-Pumpturbine, Quelle: Autor	34
4.10	Volumenstrom Francis-Pumpturbine, Quelle: Autor	35
4.11	Leistung 2 Francis-Pumpturbinen HKS, Quelle: Autor	35
4.12	Volumenstrom 2 Francis-Pumpturbinen HKS, Quelle: Autor	36
4.13	Inhalt Tagesspeicher, Quelle: Autor	36
4.14	Bereiche Tagesspeicher, Quelle: Autor	37
4.15	Ausgleichsenergiekosten 2012, Quelle: [23]	39
4.16	Tageszufluss Jahrespeicher, Quelle: Autor	44
4.17	Monatzzufluss Jahrespeicher, Quelle: Autor	44
4.18	Monatspreise EEX Base 2012, Quelle: Autor	45
4.19	Erlöse aus Vermarktung Zufluss, Quelle: Autor	48
4.20	Vorrangige Vermarktung Zufluss, Quelle: Autor	48
4.21	Vorrangige Umlagerung Base/Peak, Quelle: Autor	49
4.22	Vergleich Erlöse, Quelle: Autor	54
4.23	Jahreszyklus Speicher, Quelle: Autor	59
4.24	Leistung Pelton-Turbine und Pumpe, Quelle: Autor	60
4.25	Volumenstrom Pelton-Turbine und Pumpe, Quelle: Autor	61
4.26	Leistung Pelton-Turbine und Pumpe im HKS, Quelle: Autor	61
4.27	Volumenstrom Pelton-Turbine und Pumpe im HKS, Quelle: Autor	62
4.28	Sekundärregelung Pelton-Turbine, Quelle: Autor	63
4.29	Sekundärregelung Pelton-Turbine HKS, Quelle: Autor	64
5.1	Lageplan Kraftwerksgruppe Kaprun, Quelle: [1]	67
5.2	Schema Kraftwerksgruppe Kaprun, Quelle: [1]	68
5.3	Schnitt Kraftwerk Kaprun Oberstufe (Limberg), Quelle: [1]	68
5.4	Schnitt Krafthaus Limberg II, Quelle: [1]	69
5.5	Schema Kraftwerksgruppe Montafon, Quelle: [45]	70
5.6	Schema Kraftwerk Kops II, Quelle: [45]	71
5.7	Schnitt Krafthaus Kops II, Quelle: [45]	72
5.8	Lageplan Kraftwerksgruppen Malta und Reißbeck/Kreuzeck, Quelle: [3]	73
5.9	Lageplan Reißbeck II, Quelle: [3]	74

5.10 Schnitt Krafthaus Reißbeck II, Quelle: [39]	75
5.11 Lageplan Kraftwerk Goldisthal, Quelle: [20]	76
5.12 Übersichtslängenschnitt Goldisthal, Quelle: [20]	77
5.13 Schnitt Krafthaus Goldisthal, Quelle: [20]	77
5.14 Schaltplan Pumpturbinen Goldisthal, Quelle: [20]	78
5.15 Übersichtslageplan Kraftwerk Glems, Quelle: [40]	79
5.16 Ausbaualternativen Kraftwerke Glems, Quelle: [40]	80
5.17 Neues Oberbecken Rossberg, Quelle: [40]	81
5.18 Erweiterung Unterbecken Glems, Quelle: [40]	82
5.19 Übersichtslängenschnitt Kraftwerk Glems, Quelle: [40]	82
5.20 Übersichtslageplan Kraftwerk Atdorf, Quelle: [18]	83
5.21 Lageplan Kraftwerk Atdorf [38]	84
5.22 Oberbecken Kraftwerk Atdorf, Quelle: [38]	85
5.23 Unterbecken Kraftwerk Atdorf, Quelle: [38]	86
5.24 Übersichtslängenschnitt Kraftwerk Atdorf, Quelle: [38]	86
5.25 Übersichtslageplan Kraftwerksgruppe Oberhasli, Quelle: [31]	88
5.26 Anlageschema der Kraftwerke Oberhasli AG, Quelle: [31]	88
5.27 Lageplan Kraftwerk Grimsel 3, Quelle: [31]	89
5.28 Krafthaus Grimsel 3, Quelle: [31]	89

III. Tabellenverzeichnis

2.1	Übersicht Turbinen-Typen, Quelle: Autor	5
2.2	Vergleich Maschinenkonzepte, Quelle: Autor	7
2.3	Vergleich Maschinenkonzepte, in Anlehnung an [34]	11
3.1	Leistungsänderung von Kraftwerken, Quelle: Autor	13
3.2	Jahresarbeitsvermögen, Quelle: Autor	15
3.3	Anzahl Volllaststunden pro Jahr, Quelle: Autor.....	15
4.1	Vor- und Nachteile von Pumpspeicherkraftwerken, Quelle: Autor.....	23
4.2	Annahmen zum Regelenergiemarkt, Quelle: Autor	27
4.3	Gewinn Tagesspeicher aus Umlagerung, Quelle: Autor	31
4.4	Gewinn Tagesspeicher aus Umlagerung, Quelle: Autor	31
4.5	Gewinn Tagesspeicher aus Umlagerung, Quelle: Autor	32
4.6	Gewinn Tagesspeicher aus Umlagerung, Quelle: Autor	32
4.7	Gewinn Tagesspeicher aus Umlagerung, Quelle: Autor	33
4.8	Gewinn Tagesspeicher aus Umlagerung, Quelle: Autor	33
4.9	Zuschlag/Abruf Regelenergiemarkt, Quelle: Autor.....	38
4.10	Investitionskosten, Quelle: Autor.....	40
4.11	Gewinn bestehender Tagesspeicher, Quelle: Autor.....	41
4.12	Gewinn bei Umbau des Tagesspeichers, Quelle: Autor	42
4.13	Erlöse aus Vermarktung Zufluss 200-1000 Stunden, Quelle: Autor	46
4.14	Erlöse aus Vermarktung Zufluss 1200-2000 Stunden, Quelle: Autor	46
4.15	Erlöse aus Vermarktung Zufluss 2200-3000 Stunden, Quelle: Autor	47
4.16	Erlöse aus Vermarktung Zufluss 3200-4000 Stunden, Quelle: Autor	47
4.17	Erlös Verarbeitung Zufluss 100-500 Stunden vor Umlagerung Base/Peak, Quelle: Autor	49
4.18	Erlös Verarbeitung Zufluss 600-1000 Stunden vor Umlagerung Base/Peak, Quelle: Autor	50
4.19	Erlös Verarbeitung Zufluss 1100-1500 Stunden vor Umlagerung Base/Peak, Quelle: Autor	50

4.20 Erlös Verarbeitung Zufluss 1600-2000 Stunden vor Umlagerung Base/Peak, Quelle:	
Autor	51
4.21 Erlös Umlagerung Base/Peak vor Verarbeitung Zufluss 100-500 Stunden, Quelle: Autor	51
4.22 Erlös Umlagerung Base/Peak vor Verarbeitung Zufluss 600-1000 Stunden, Quelle:	
Autor	52
4.23 Erlös Umlagerung Base/Peak vor Verarbeitung Zufluss 1100-1500 Stunden, Quelle:	
Autor	52
4.24 Erlös Umlagerung Base/Peak vor Verarbeitung Zufluss 1600-2000 Stunden, Quelle:	
Autor	53
4.25 Erlös Umlagerung Base/Peak vor Verarbeitung Zufluss 2100-2500 Stunden, Quelle:	
Autor	53
4.26 Erlösschmälerung Bestand, Quelle: Autor	55
4.27 Erlös Aufrüstung bei 775 Volllaststunden, Quelle: Autor	56
4.28 Erlös Aufrüstung bei 1025 Volllaststunden, Quelle: Autor	56
4.29 Erlös gesamt bei 775 Volllaststunden, Quelle: Autor	57
4.30 Erlös gesamt bei 1025 Volllaststunden, Quelle: Autor	57
4.31 Erlös Einbau 3-Maschinensätze, Quelle: Autor	58
4.32 Erlös Einbau 3-Maschinensätze, Quelle: Autor	58
4.33 Vergleich Wirkungsgradverlust Francis-Pelton-Turbine, Quelle: Autor	62
5.1 Umschaltzeiten Zweimaschinenstz, Quelle: Autor	69
5.2 Umschaltzeiten Dreimaschinensatz, Quelle: Autor	72
5.3 Vergleich ausgewählter Pumpspeicherkraftwerke Teil 1, Quelle: Autor	91
5.4 Vergleich ausgewählter Pumpspeicherkraftwerke Teil 2, Quelle: Autor	91

IV. Danksagung

Die Erstellung dieser Masterarbeit war nur durch die Unterstützung und Hilfe vieler Personen möglich, bei denen ich mich an dieser Stelle bedanke.

Mein besonderer Dank gilt dem Erstprüfer Herrn Prof. Dr. Lärm und dem Zweitprüfer Herrn Prof. Mag. Greistorfer für ihre Anleitung und konstruktive Unterstützung während der Erstellung der Masterarbeit.

Weiterhin möchte ich mich bei allen Vortragenden für die anregende Vermittlung des Lehrstoffes und bei Ingenium Education für die gesamte Organisation des Studiums bedanken.

Mein Dank gilt auch allen MitarbeiterInnen im Hauptlastverteiler von VERBUND für ihre Anregungen, Diskussionsbeiträge und Informationen, insbesondere dem Kollegen Ing. Bruno Peschka, der mich aus seiner jahrzehntelangen Erfahrung zur Bearbeitung dieser Themenstellung motivierte.

Abschließend bedanke ich mich bei allen Personen, die mich während des Studiums direkt oder indirekt unterstützten, und bei meiner Partnerin für ihr Verständnis und ihren Zuspruch.

1 Einleitung

1.1 Aufgabenstellung

Unter allen Energiespeicherungs-lösungen zählt die Pumpspeicherung zu den technisch und wirtschaftlich effizientesten Technologien. Die Energiewende erfordert aber ein Umdenken der Kraftwerksbetreiber und neue Konzepte. Die Bewirtschaftung von Pumpspeichern muss sich wegentwickeln von der reinen Nacht-Tag- oder Sommer-Winter-Verlagerung hin zu Regulierungs- und Stand-By-Aufgaben.

Die Bewältigung häufiger Start-Stopp-Vorgänge ist die Anforderung der Zukunft. Mit den herkömmlichen Maschinensätzen ist diese Flexibilität aufgrund der starken Beanspruchungen und damit drohender Störfälle nicht zu erreichen. Die vorliegende Masterarbeit beschäftigt sich mit der Kombination Technologie und Vermarktungsmöglichkeit von Pumpspeichern im Lichte des Strukturwandels im europäischen Energiemarkt.

1.2 Zielsetzung

Die sinkenden Strompreise an der für Österreich wichtigen Strombörse EEX in Leipzig schmälern die Erlöse aus manchen Kraftwerken dramatisch. Die Realität straft selbst die aufwendigsten Preisprognosemodelle Lügen, und so manche Investitionsentscheidungen basieren auf zu optimistischen Erwartungen, vor allem die Absatz-, aber auch die Beschaffungsseite betreffend.

Aus diesem Grund ist es notwendig, die Ertragschancen von Pumpspeicherkraftwerken näher zu betrachten. In der vorliegenden Masterarbeit werden verschiedene Speichertypen und ihre Vermarktungsmöglichkeiten untersucht und dargestellt. Durch Investitionen in den Ausbau installierter Leistung allein ist eine Verbesserung der Ertragssituation nicht zu erreichen. Erst durch den Einsatz neuer Technologien in den Bereichen Maschinenausrüstung und Leistungselektronik können Investitionen lohnend werden.

Der Ausbau von Pumpspeichern beruht auf einer Entscheidungsstruktur. Ein weiteres Ziel dieser Masterarbeit ist es, den Einfluss der Großhandelspreise für Strom auf diese Entscheidungen darzustellen. Letztlich ist für jede Investitionsentscheidung zum Neu- oder Umbau von Pumpspeicherkraftwerken, wie im industriellen Anlagenbau, eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchzuführen.

Mit der Liberalisierung der europäischen Energiemärkte und dem starken Ausbau der erneuerbaren Energieträger steigt zwar der Bedarf an Energiespeichern, doch die sinkenden Strompreise engen den Spielraum für Investitionen beträchtlich ein.

2 Technische Grundlagen

Die nachfolgende Darstellung zeigt die wesentlichen Bestandteile eines Pumpspeicherkraftwerkes.

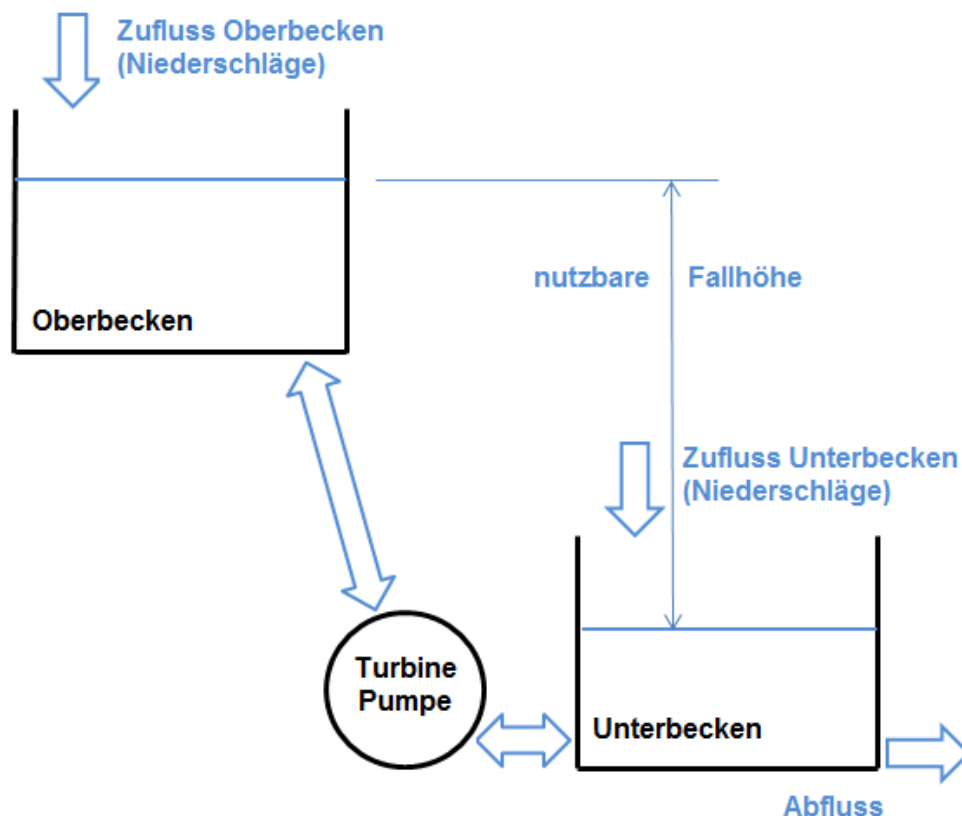


Abbildung 2.1: Pumpspeicherkraftwerk, Quelle: Autor

2.1 Speicher-Typen

Man unterscheidet drei Arten von Speichern:

- Tagesspeicher,
- Wochenspeicher und
- Jahresspeicher (mit/ohne Zufluss).

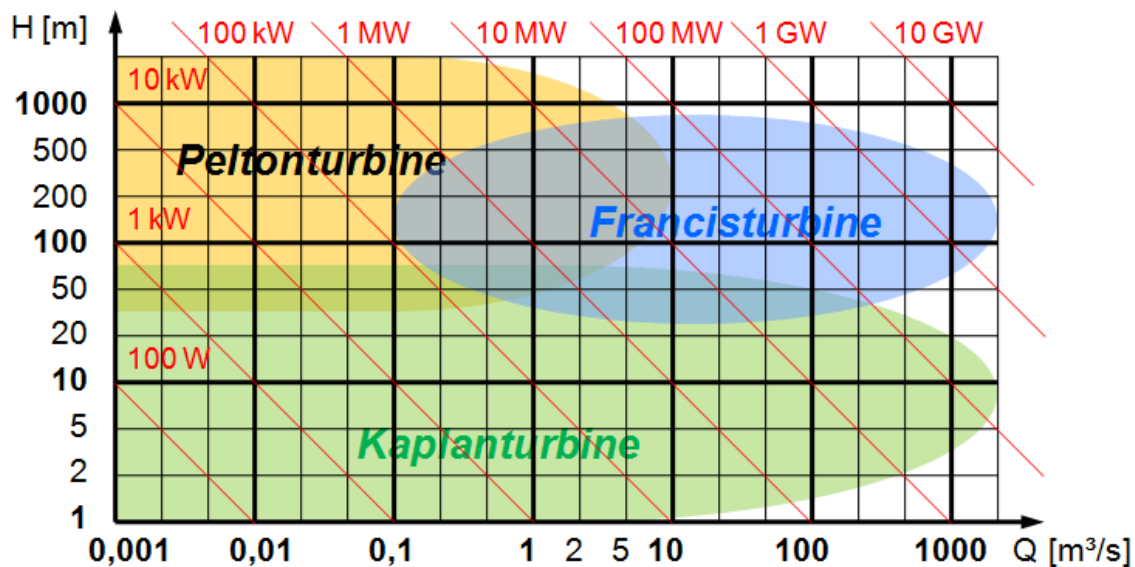
Der Unterschied liegt hauptsächlich im Fassungsvermögen des Oberbeckens.

Tagesspeicher können innerhalb eines Tages durch Pumpen befüllt und durch Turbinieren wieder entleert werden. Übliche Niederschläge spielen dabei im Betrieb praktisch keine Rolle. Wochenspeicher ermöglichen die Speicherung bereits über mehrere Tage und somit eine Verschiebung der Pump-Turbinen-Zyklen über mehrere Schwach- und Spitzenlastperioden.

Jahresspeicher verfügen aufgrund des großen Fassungsvermögens des Oberbeckens über nahezu uneingeschränkte Verlagerungsmöglichkeiten. Besondere Bedeutung kommt allerdings bei den hochalpinen Speichern sowohl der kurzfristigen Wetterlage (starke Niederschläge, Regen oder Schnee), als auch der langfristigen Wetterentwicklung (Tauwetter, Beginn der Schneeschmelze) zu. In den letzten Jahren nimmt durch die Erwärmung in höheren Gebirgsregionen auch die Verdunstung merklich zu.

2.2 Turbinen-Typen

Die Haupteinsatzbereiche der in Wasserkraftwerken überwiegend eingesetzten Turbinenarten sind in folgender Abbildung dargestellt.



Haupteinsatzbereich der verschiedenen Wasserturbinentypen. Wassermenge (Q) zu Fallhöhe (H).

Abbildung 2.2: Haupteinsatzbereich von Turbinen, Quelle: [25]

In Pumpspeicherkraftwerken kommen folgende Arten von Turbinen zum Einsatz, und zwar:

- Francis-Turbinen,
- Francis-Pumpturbinen und
- Pelton-Turbinen.

Die Francis-Turbine ist eine von James B. Francis im Jahre 1849 in Amerika entwickelte Wasserturbine. Sie gehört zu den Überdruckturbinen, weil der Druck des Wassers am Eintritt am höchsten ist und bis zum Austritt hin stetig abnimmt. Es wird somit die potentielle und kinetische Energie des Wassers auf das Laufrad übertragen.

Die Pelton-Turbine wurde vom Amerikaner Lester A. Pelton im Jahre 1879 konstruiert und 1880 zum Patent angemeldet. Sie gehört zu den Gleichdruckturbinen, weil sich der Wasserdruck beim Durchströmen nicht ändert. Es wird nur die kinetische Energie auf das Laufrad übertragen.

Die Einsatzmöglichkeiten sind nochmals kurz in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

	Francis-Turbine	Pelton-Turbine
Volumenstrom [m ³]	mittelgroß	relativ gering
Fallhöhe [m]	mittelgroß	groß
Einsatzgebiet	universell einsetzbar	Speicherkraftwerke
Wirkungsgrad	ungefähr 90%	bis 90%
Kavitationsgefahr	ja	nein

Tabelle 2.1: Übersicht Turbinen-Typen, Quelle: Autor

Die in Wasserkraftwerken überwiegend eingesetzten Turbinenarten haben unterschiedliche Wirkungsgrade.

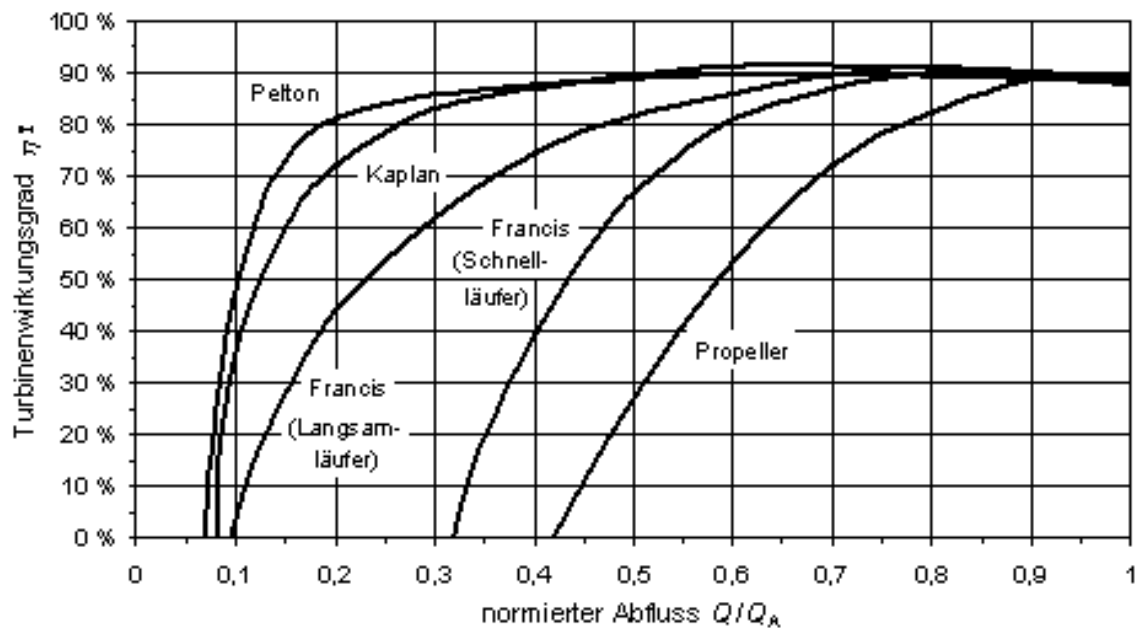


Abbildung 2.3: Wirkungsgrade von Turbinen, Quelle: [37]

Pumpturbinen sind ihrem Aufbau nach Francisturbinen, deren wesentliche Bauteile den speziellen Anforderungen des Pumpbetriebs entsprechen. Reine Turbinenlaufräder sind aus strömungstechnischen Gründen nicht für den Pumpbetrieb geeignet. Eine Pumpe wird als Pumpe konstruiert, die im umgekehrten Drehsinn als Turbine arbeitet. Dadurch liegt ihr Wirkungsgrad etwa 2% unter dem von reinen Francisturbinenlaufrädern. Der Wirkungsgrad einer Pumpe hängt wesentlich von ihrer spezifischen Drehzahl bei einer bestimmten Nettoförderhöhe ab.

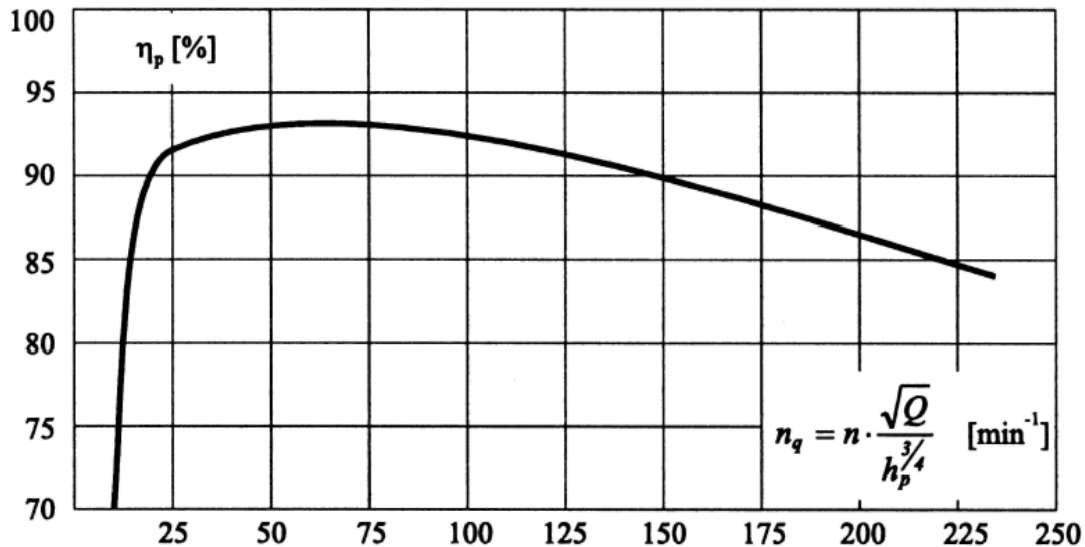


Abbildung 2.4: Pumpenwirkungsgrad in Abhängigkeit von der spezifischen Drehzahl und der Nettoförderhöhe, Quelle: [36]

Um bei sehr großen Förderhöhen die Wirkungsgradverluste möglichst gering zu halten, werden die Pumpen in zwei oder mehreren Drehzahlbereichen betrieben.

2.3 Motorgenerator-Typen

Man unterscheidet folgende praxiserprobte Maschinentypen:

- Reversible Pumpturbine (Zweimaschinensatz) mit fester Drehzahl,
- Reversible Pumpturbine (Zweimaschinensatz) mit variabler Drehzahl und
- Turbine und Pumpe getrennt mit Wandler (Dreimaschinensatz)

Im Vergleich zum Dreimaschinensatz sprechen vor allem die geringeren Investitionskosten für den Zweimaschinensatz. Durch die technische Weiterentwicklung der Pumpturbinen können diese heute auch bei Fallhöhen bis über 1000m eingesetzt werden.

Die wesentlichen Eigenschaften eines Dreimaschinensatzes sind:

- höherer Wirkungsgrad im Pumpbetrieb (unabhängig vom Turbinenbetrieb),
- höherer Wirkungsgrad im Turbinenbetrieb (Wahl der Turbinentype),
- erweiterter Betriebsbereich durch hydraulischen Kurzschluss,
- sehr kurze Startzeiten und
- hohe Flexibilität durch kurze Betriebswechselzeiten (Pumpe und Turbine haben die gleiche Drehrichtung)

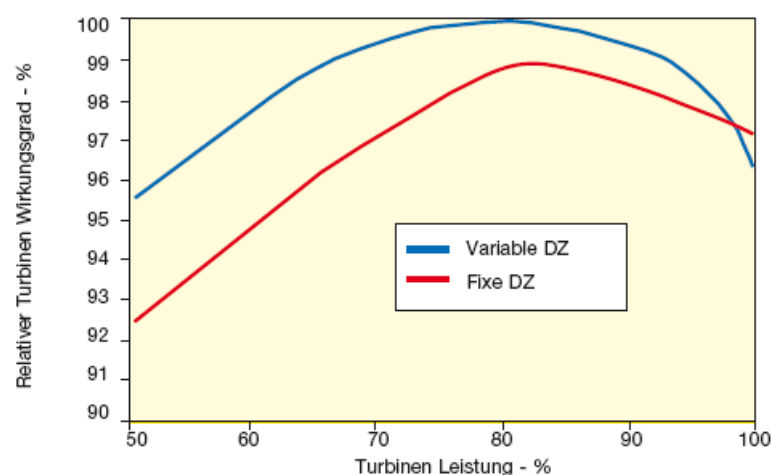
Beide Maschinenkonzepte haben Vor- und Nachteile bezüglich:

	Zweimaschinensatz	Dreimaschinensatz
Investitionskosten	+	-
Wirkungsgrad	-	+
Umschaltzeiten	-	+
Hydraulischer Kurzschluss	-	+
große Fallhöhen	-	+
Betriebskosten	+	-

Tabelle 2.2: Vergleich Maschinenkonzepte, Quelle: Autor

In der Regel werden bei klassischen Pumpspeicherkraftwerken synchrone Motorgeneratoren mit konstanter Drehzahl eingesetzt. Die Möglichkeit die Drehzahl zu variieren, bringt folgende Vorteile:

- höherer Wirkungsgrad im Teillastbereich (Turbinenbetrieb)



Turbinen Wirkungsgrad Vergleich

Abbildung 2.5: Vergleich Turbinenwirkungsgrad, Quelle: [4]

- Erweiterung der Einsatzgrenzen im Turbinenbetrieb

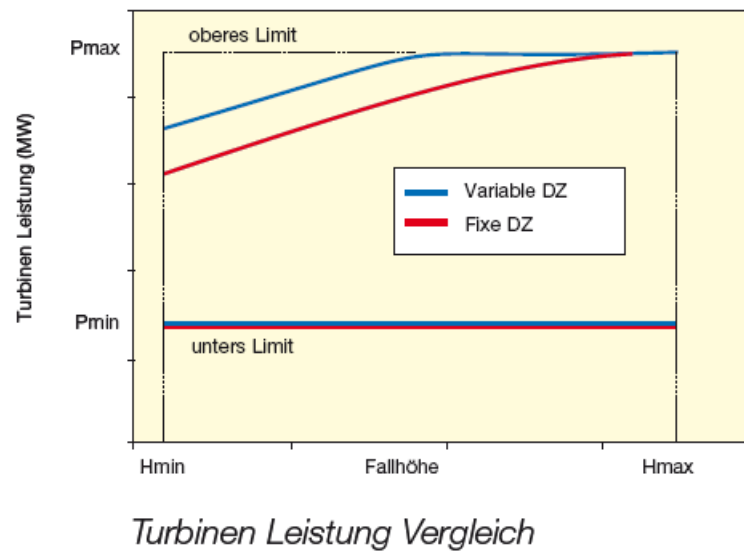


Abbildung 2.6: Vergleich Turbinenleistung, Quelle: [4]

- im Pumpbetrieb kann zu jeder Förderhöhe ein Leistungsbereich gefahren werden (Regelungsverhalten) und
- Erweiterung des Fallhöhenbereiches

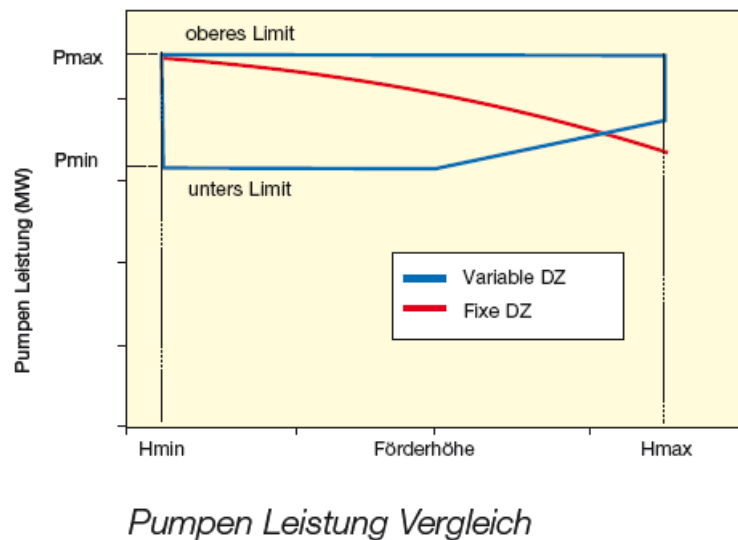


Abbildung 2.7: Vergleich Pumpenleistung, Quelle: [4]

Als Deutschlands größtes Wasserkraftwerk mit drehzahlvariablen Maschinensätzen ist Goldisthal ein Meilenstein in der technischen Entwicklung von Pumpspeicherkraftwerken. Folgende Maschinensätze wurden eingebaut:

- 2 Synchronmaschinen mit 261 MW / 331 MVA, Fallhöhe 339 m, Drehzahl 333,3 rpm und
- 2 Asynchronmaschinen mit 300 MW / 351 MVA, Fallhöhe 339 m, Drehzahl 300 - 346,6 rpm

Synchronmaschinen sind in ihrer Bauart aufwändiger, liefern dafür konstante Spannung und Frequenz. Dazu bedarf es aber einer schnellen und präzisen, zweistufigen Regelung. Die erste Stufe hält die Drehzahl konstant, die zweite misst die Ausgangsspannung und regelt den Strom, der durch den Anker fließt. Die erzeugte Spannung hängt nicht von der Drehzahl ab, sondern vom Strom, der das Magnetfeld erzeugt. Je größer der Strom, desto stärker das Magnetfeld. Dieser Strom muss über sogenannte Schleifringe übertragen werden.

Die Vorteile der Synchronmaschine bedeuten aber erhöhte Anschaffungskosten und höhere Wartungskosten. Für die Zuschaltung ins Netz benötigen Synchronmaschinen zusätzliche Regelungen. Die Maschinen- und die Netzfrequenz müssen im Zuschaltzeitpunkt genau zueinander passen. Synchronmaschinen sind in der Lage, Blindleistung zu verbrauchen oder zu erzeugen, und können damit einen Beitrag zur Netzstabilisierung leisten.

Asynchronmaschinen sind wesentlich einfacher aufgebaut, haben keine Schleifringe und keine stromdurchflossenen Anker. Der Anker ist praktisch ein kurzgeschlossener Käfig mit wenigen Windungen. Daher heißen diese Maschinen auch Kurzschlussläufer. Im Netzbetrieb beziehen sie ihren Erregerstrom aus dem Netz. Die Ausgangsspannung ist im Gegensatz zu den Synchronmaschinen drehzahlabhängig. Es wird immer die Spannung geregelt, dabei entstehende, kleine Frequenzabweichungen werden hingenommen.

Asynchronmaschinen arbeiten ökonomischer und können dem Netz immer zugeschaltet werden, sie synchronisieren sich von selbst. Asynchronmaschinen haben eine stabilisierende Wirkung auf andere Generatoren im Netz, weil sie zu einer schnellen Leistungsbereitstellung fähig sind. Sie sind in der Lage, sogenannte Netzpendelungen zu dämpfen und das Risiko einer Netzdestabilisierung durch Synchronisationsverlust zu verringern.

Doppelt gespeiste Asynchronmaschinen sind derzeit quasi-Standard. Das Nachrüsten bestehender Asynchronmaschinen auf variable Drehzahl ist schwierig. Bestehende Synchronmaschinen auf variable Drehzahl umzurüsten ist vergleichsweise einfach.

Der Zeitbedarf für Betriebsartwechsel beträgt bei Asynchronmaschinen (DFIM¹) 150 - 300s, bei Synchronmaschinen (CFSM²) unter 60s. Besonders hervorzuheben ist auch der große Drehzahlbereich der Synchronmaschinen, der praktisch nur hydraulisch begrenzt wird.

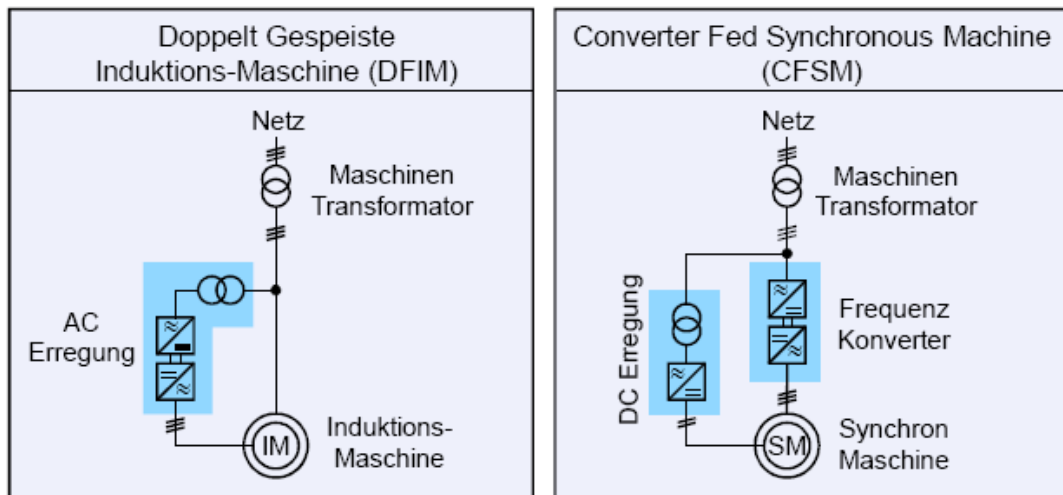
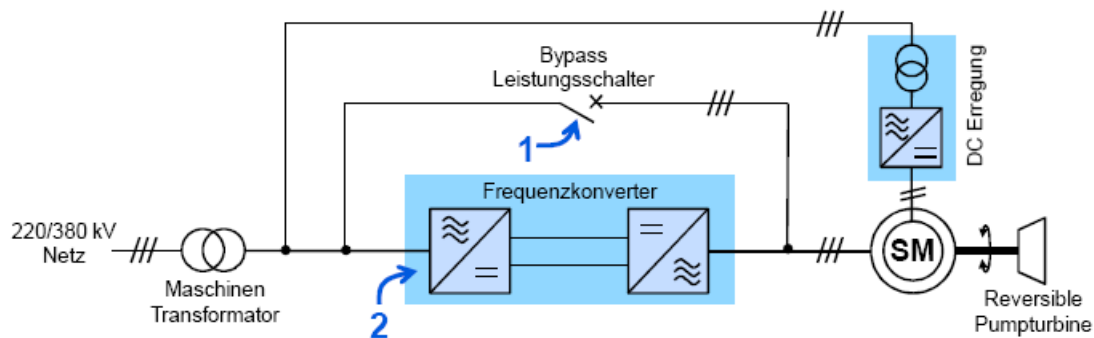


Abbildung 2.8: Lösungen mit variabler Drehzahl, Quelle: [32]

Die weiteren Vorteile der CFSM-Lösung sind:



1. Frequenzkonverter kann zur Einsparung von Verlusten überbrückt werden
 - Optimierung der Synchrohdrehzahl auf häufigsten Betriebsmodus
2. Frequenzkonverter kann Wirkleistung (P) und Blindleistung (Q) erzeugen
 - Insbesondere: Erzeugung von Q auch möglich wenn Maschine steht
 - Maschine kann ausschliesslich auf Wirkleistung ausgelegt werden (ca. 10% kleiner)

Abbildung 2.9: Vorteile der CFSM Lösung, Quelle: [32]

¹ Double Fed Induction Machine

² Converter Fed Synchronous Machine

Die Leistungsbereiche von Maschinensätzen ohne drehzahlvariable Steuerung sind in Prozenten der Nennleistung :

Maschinensatz	Pumpe (Bezug)	Turbine (Lieferung)
1 Pumpturbine synchron	100 %	40 - 100 %
1 Pumpturbine asynchron	70 - 100 %	30 - 100 %
2 Pumpturbinen synchron + HKS	0 - 30 %	20 - 100 %
1 Pumpe/Turbine Francis synchron getrennt + HKS	0 - 60 %	40 - 100 %

Tabelle 2.3: Vergleich Maschinenkonzepte, in Anlehnung an [34]

Unter HKS³ versteht man jene Betriebsweise in der Pumpe und Turbine gleichzeitig am Netz sind. Die folgende Abbildung zeigt diese Betriebsart am Beispiel des Kraftwerkes Kops II in Österreich.

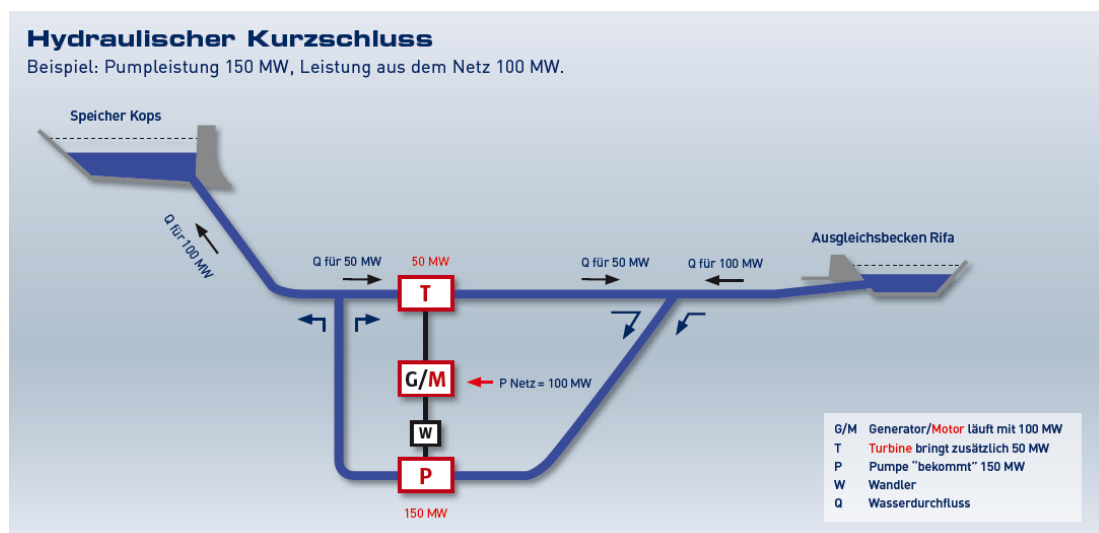


Abbildung 2.10: Hydraulischer Kurzschluss, Quelle: [45]

Ein 3 Maschinensatz (Pumpe/Turbine getrennt), im hydraulischen Kurzschluss betrieben, kann nur in der Kombination Francispumpe mit Peltonturbine ohne größere Wasserverluste betrieben werden. Ohne auf technische Besonderheiten von Pumpturbinen einzugehen, ist aus Abbildung 2.3 zu ersehen, dass die Peltonturbine im Teillastbereich bei gleichem Volumenstrom wesentlich weniger Wirkungsgradverlust aufweist als eine Francis-Pumpturbine.

³ Hydraulischer Kurzschluss

Nachfolgende Abbildung zeigt den Gesamtwirkungsgrad eines modernen Pumpspeicherwerkes.

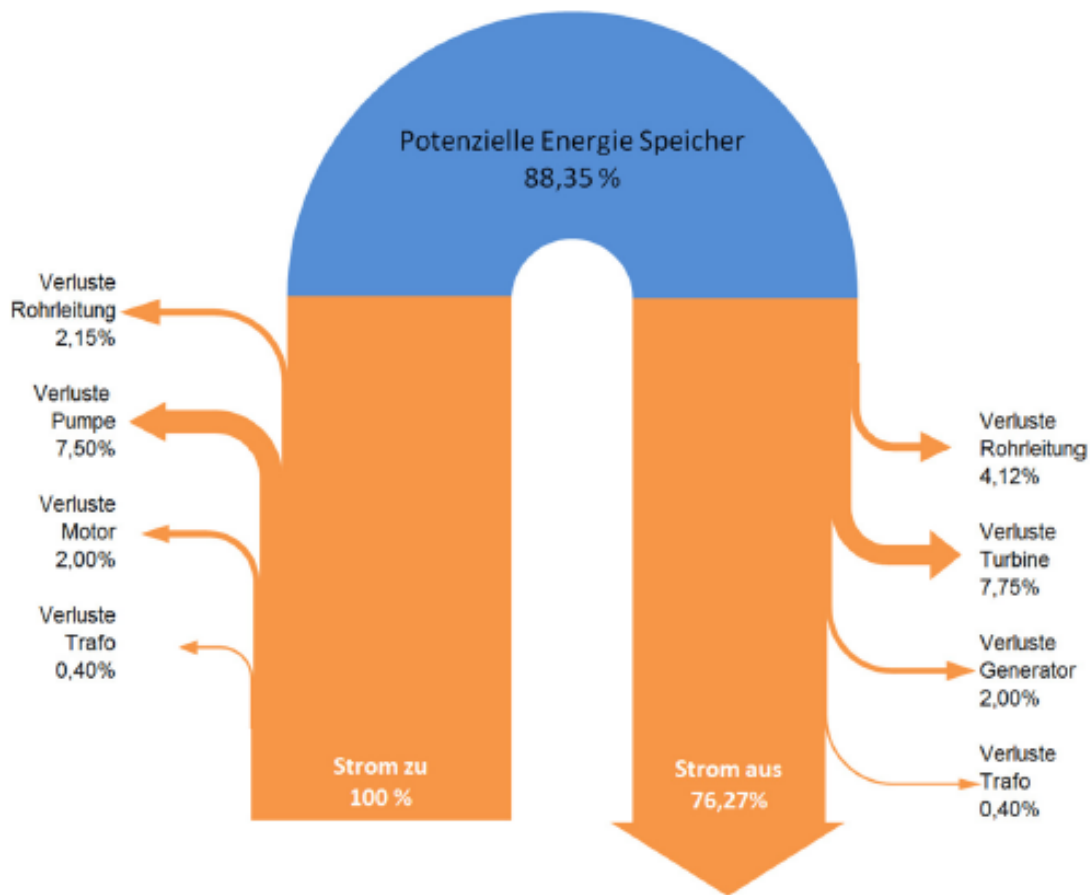


Abbildung 2.11: Wirkungsgrad eines Pumpspeicherwerkes, Quelle: [34]

Im Kraftwerk Kops II fördert eine Pumpe bei einer Leistungsaufnahme von 150 MW etwa $19,3\text{m}^3/\text{sec}$, die Turbine benötigt zur Erzeugung von 150 MW etwa $25,3\text{m}^3/\text{sec}$. Das Verhältnis $19,3/25,3$ ist 0,7628 also 76,28% Gesamtwirkungsgrad.

Werden Turbinen und/oder Pumpen in Teillastbereichen betrieben, ändern sich einige der genannten Verlustgrößen zum Teil erheblich. Alle weiterführenden Überlegungen hinsichtlich Wirtschaftlichkeit gehen daher von 75% Gesamtwirkungsgrad im Volllastbetrieb aus.

3 Bewirtschaftungsmöglichkeiten

Zur Abdeckung der Grundlast werden in Österreich Laufwasserkraftwerke und kalorische Kraftwerke eingesetzt, in anderen Staaten Europas auch Kernkraftwerke. Die Lastschwankungen im Verlauf eines Tages können durch jene Kraftwerke abgedeckt werden, die ihre Erzeugung dem Verbrauch entsprechend rasch anpassen können. Die nachfolgende Tabelle gibt einen kurzen Überblick, ohne auf besondere technische Details von Startvorgängen (Kalt-/Warm-Start) und Leistungsänderungsmöglichkeiten unterschiedlicher kalorischer Kraftwerkstypen einzugehen.

Kraftwerkstyp	Anfahrzeit [min]	Leistungsänderung [MW/min]
Speicher (Wasser)	1 - 4	> 100
kalorisch (Gas, Öl)	10 - 300	1 - 11
kalorisch (Kohle)	180 - 420	1 - 3

Tabelle 3.1: Leistungsänderung von Kraftwerken, Quelle: Autor

Speicherkraftwerke sind daher wegen der kurzen Anfahrzeit und der hohen verfügbaren Leistung besonders geeignet, Lastschwankungen auszugleichen. Die geografische Lage der Speicherkraftwerke und vor allem die maschinentechnische Ausstattung erlauben verschiedene Möglichkeiten der Bewirtschaftung. Zu den grundlegenden Randbedingungen zählen Speichervolumen und installierte Maschinenleistungen.

Da die Speicher in ihrer räumlichen Gestalt (Höhe über Adria, Beschaffenheit der Sohle, Tiefe und Oberfläche) zu unterschiedlich sind, wird zur Bewirtschaftung nicht das Speichervolumen, sondern das Arbeitsvermögen des Inhaltes herangezogen. Zwischen Pegelstand im Speicher [müA^4], dem Inhalt in [m^3/sec] und dem Arbeitsvermögen in [GWh] besteht für jeden Speicher ein direkter Zusammenhang. Für die Planung des Speichereinsatzes spielen Pegelstände, Arbeitsinhalte und Witterungseinflüsse eine wesentliche Rolle.

3.1 Vermarktung des Zuflusses

Die meisten hochalpinen Speicher in Österreich werden überwiegend aus Niederschlägen (Regen und Schneeschmelze), in weiterer Folge aus Bächen und zusammenfassenden Bachbeileitungen gespeist. Die Zuflüsse hängen stark von der saisonalen Großwetterlage ab, zeigen aber einen über Jahre ähnlichen Verlauf.

⁴ Meter über Adria

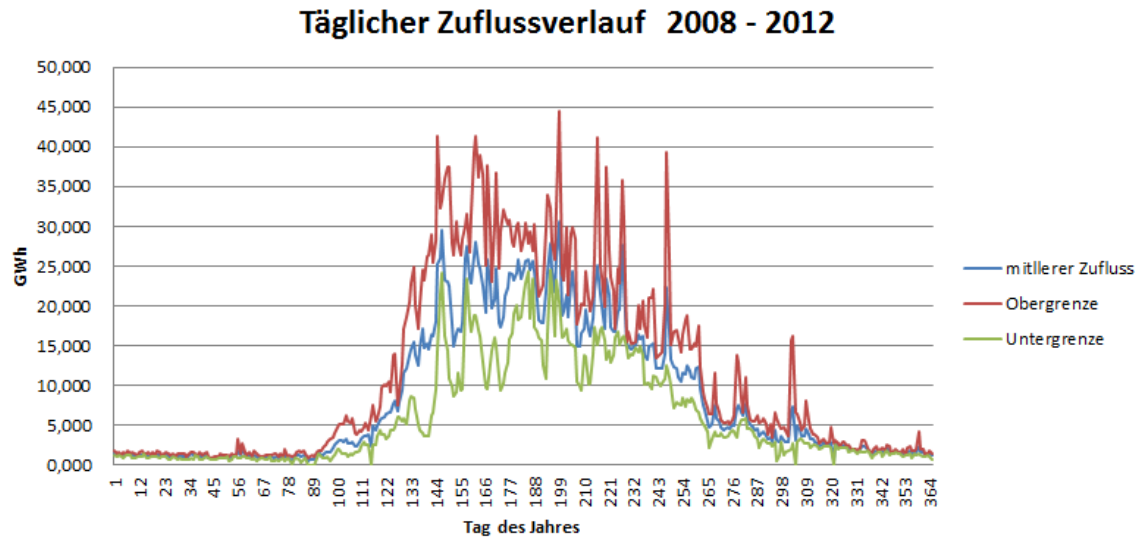


Abbildung 3.1: Täglicher Zufluss hochalpiner Speicher, Quelle: Autor

Die Tagesspitzen im Zuflussverlauf sind auf lokale Gewitter und mehrtägige Starkregen ereignisse zurückzuführen.

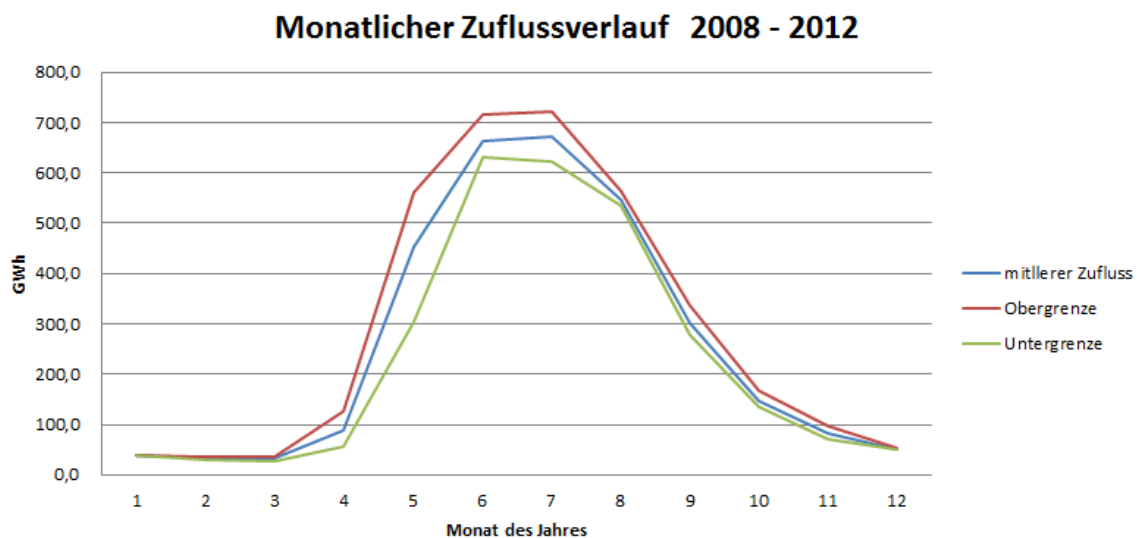


Abbildung 3.2: Monatlicher Zufluss hochalpiner Speicher, Quelle: Autor

Der monatliche Verlauf zeigt den typisch jahreszeitlichen Einfluss der Witterung. In den ersten Monaten eines Jahres bleibt der Niederschlag als Schnee liegen. Mit der Erwärmung ab April setzt etwa Ende Mai die Schneeschmelze ein, die in den Monaten Juni, Juli und August ihren Höhepunkt hat. In den Herbstmonaten treten nur mehr Regenfälle auf, in sehr hohen Berglagen fallweise auch schon als Schnee.

Die Fläche unter den Zuflussverlaufslinien ergibt das Jahresarbeitsvermögen in GWh. In folgender Tabelle für die größten österreichischen Speichergruppen zusammengefasst:

Kraftwerksgruppe	Jahresarbeitsvermögen aus Zufluss [GWh]
Zemm	1150 - 1400
Gerlos	300 - 400
Kaprun	620 - 820
Malta	550 - 800
Reißeck	50 - 75

Tabelle 3.2: Jahresarbeitsvermögen, Quelle: Autor

Die Kraftwerksgruppen Zemm, Gerlos und Kaprun liegen nördlich des Alpenhauptkammes und damit im Einflussbereich der überwiegend aus dem Nordwesten kommenden, wetterbestimmenden Niederschlagsfronten. Die südlich der Alpen gelegenen Speichergruppen Malta und Reißeck profitieren nicht immer vom Einfluss der Adriatiedruckwetterlagen, weil diese oft nicht bis an die Alpensüdseite gelangen, sondern an den Bergrücken der Karawanken zum Stehen kommen.

Abhängig von den installierten Turbinenleistungen, können die Zuflüsse in den Kraftwerksgruppen folgendermaßen abgearbeitet werden:

Kraftwerksgruppe	Installierte Turbinenleistung [MW]	Volllaststunden pro Jahr
Zemm	930	1237 - 1505
Gerlos	220	1364 - 1818
Kaprun	320	1938 - 2563
Kaprun mit Limberg II	800	775 - 1025
Malta	840	655 - 952
Reißeck	65	769 - 1154
Reißeck mit Reißeck II	495	101 - 152

Tabelle 3.3: Anzahl Volllaststunden pro Jahr, Quelle: Autor

Diese errechneten Werten sind theoretischer Natur und haben für langfristige Überlegungen und Investitionsentscheidungen sehr wohl Bedeutung. Für die kurzfristige Einsatzplanung (Folgetag oder -woche) sind Verfügbarkeit der Maschinen und die Preissituation an den Strombörsen wesentlich wichtiger. Der natürliche Zufluss ist der kostenlose Rohstoff zur emissionsfreien Erzeugung von Strom aus Speicherkraftwerken.

3.2 Umlagerung Base/Peak

Die grundlegende Idee eines Pumpspeicherkraftwerkes ist, zu Zeiten billiger Strompreise Energie zum Hochpumpen von Wasser zu nutzen und bei hohen Preisen Strom zu produzieren. Die zentrale Fragestellung, in welchen Stunden soll gepumpt und in welchen Strom erzeugt werden, lässt sich zunehmend immer schwieriger beantworten (siehe [44]). Besondere Bedeutung kommt neben den Energieverlusten im Betrieb und den sinkenden Preisverhältnissen (base-peak-spread) auch der Tarifpolitik⁵ zu.

So muss ein Kraftwerksbetreiber in Österreich Entgelte sowohl für die Entnahme von Pumpstrom (Netzbereitstellung, Netzverluste und Netznutzung) als auch für die Einspeisung von Strom (Netzverluste und Systemdienstleistung) entrichten. Dies ergibt eine zusätzliche Kostenbelastung je Lade- und Entladevorgang von ungefähr 3 €/MWh. In Deutschland gibt es eine Befreiung von Entgelten für neue Pumpspeicher. Das stellt einen erheblichen Wettbewerbsnachteil für österreichische Kraftwerksbetreiber dar.

Nachfolgende Abbildung zeigt einen Wochentag des Jahres 2012.

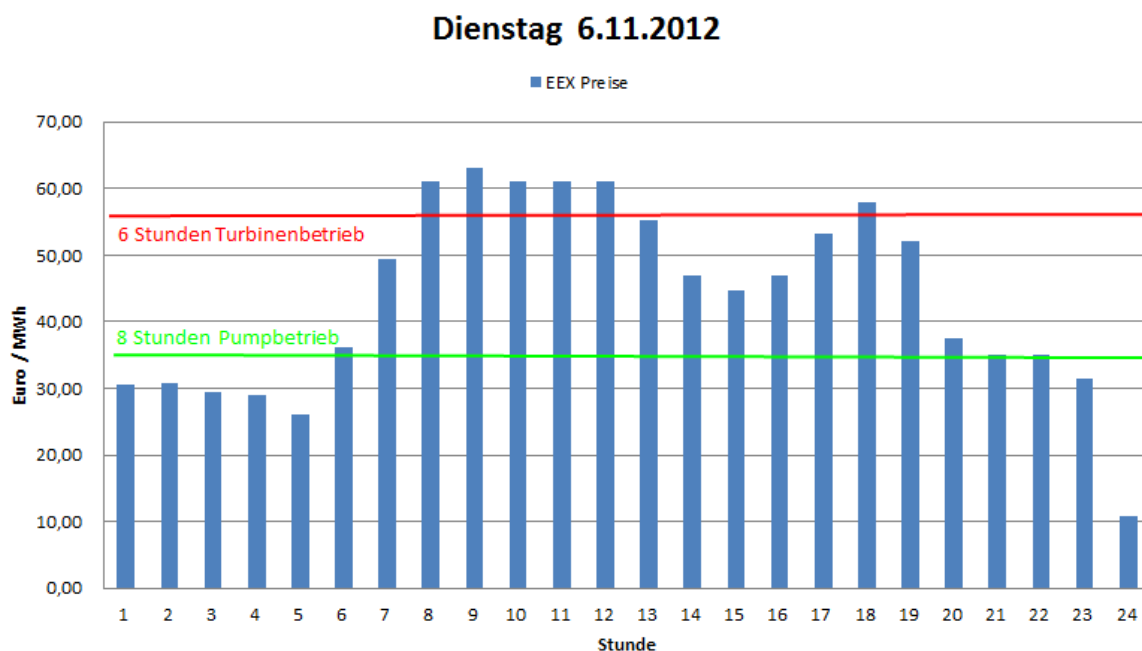


Abbildung 3.3: Umlagerung Base/Peak, Quelle: Autor

Anhand der Preissituation kann die Verlagerungsmöglichkeit betrachtet werden. Werden Pumpe und Turbine unter Volllast betrieben, so wird bei einem Gesamtwirkungsgrad des Pumpspeichers von 0,75 in 8 Stunden jene Wassermenge hochgepumpt, die für 6 Stunden Turbinenbetrieb erforderlich ist.

⁵ SNE-VO 2012, Systemnutzungsentgelte-Verordnung

3.3 Systemdienstleistungen

Die Übertragungsnetzbetreiber (Regelzonenführer) sind zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität und Versorgungssicherheit verpflichtet. Eine gleichbleibende Netzfrequenz (50 Hertz) ist auch zur Vermeidung von Schäden an Einrichtungen der Stromverbraucher notwendig. Die Frequenzhaltung ist damit eine der wichtigsten Systemdienstleistungen. Steigt der Stromverbrauch, sinkt bei gleicher Erzeugung die Frequenz, sinkt der Verbrauch bei gleicher Erzeugung, steigt die Frequenz. Weichen Verbrauch und Erzeugung voneinander ab, so entstehen Frequenzabweichungen, die von 49,95 - 50,05 Hertz ($\pm 0,1\%$) toleriert werden können. Über diesen Bereich hinausgehende Abweichungen erfordern regeltechnische Maßnahmen.

Nach Aktivierungsgeschwindigkeit des Einsatzes der Reserven unterscheiden wir drei Arten von Regelungen, und zwar:

- Primärregelung (PRL): Ausgleich kurzfristiger Leistungsdefizite oder -überschüsse,
- Sekundärregelung (SRL): Ablöse der PRL, Ausgleich von Abweichungen (Dauer mehrere Minuten),
- Tertiärregelung oder Minutenreserve (TRL): Ablöse der SRL, Ausgleich von Abweichungen (Dauer > 15 min).

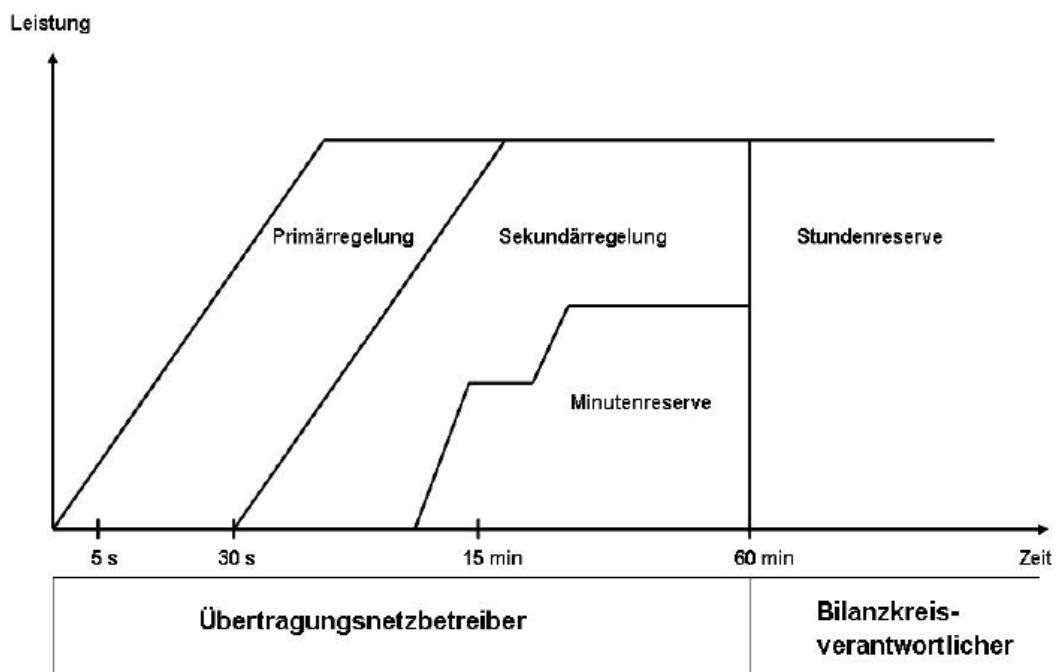


Abbildung 3.4: Zeitlicher Ablauf des Einsatzes der Regelleistungsarten, Quelle: [30]

In Österreich gibt es seit 2012 eine marktbasierte Beschaffung der Regellenergiereserve. Die Beschaffung von Regellenergieleistung erfolgt öffentlich über wöchentliche Ausschreibungen durch den Regelzonenführer APG ⁶.

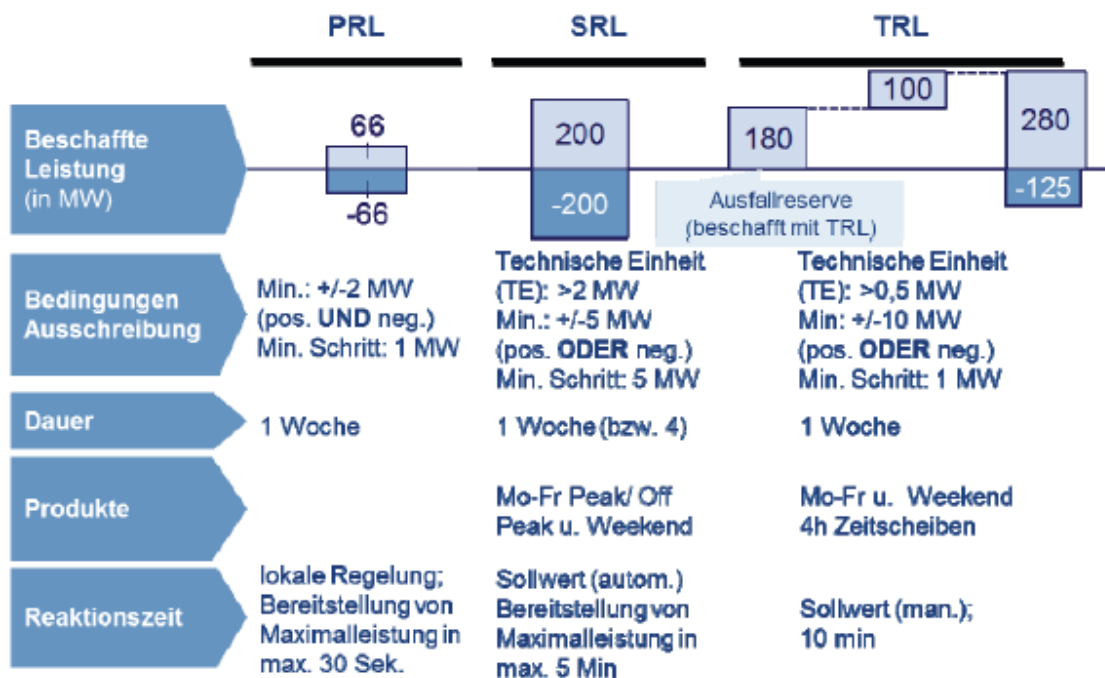


Abbildung 3.5: Anforderungen zur Teilnahme Regellenergemarkt, Quelle: [13]

Die Zulassung zur Teilnahme an diesen Ausschreibungen ist an zwei Bedingungen geknüpft. Erstens muss der Anbieter seine Erzeugungsanlage technisch überprüfen (präqualifizieren) lassen und zweitens einen Rahmenvertrag mit dem Regelzonenführer APG abschließen. Die Präqualifikation ist für drei Jahre gültig und muss immer wieder neu durchgeführt werden. Mit Abschluss des Rahmenvertrages ist dem Anbieter eine Teilnahme an der elektronischen Ausschreibungsplattform gestattet.

Ein Kraftwerksbetreiber bietet die Vorhaltung von Regelleistung zum sogenannten Leistungspreis an, den er bei Zuschlagserteilung erhält. Wird das Kraftwerk vom Regelzonenführer angefordert, erhält der Kraftwerksbetreiber zusätzlich zum Leistungspreis den sogenannten Arbeitspreis. Der Mangel an Wettbewerb aufgrund zu weniger Anbieter auf dem Markt führt zu stark steigenden Preisen für Regel- und Ausgleichsenergie. Die Kosten für die Bereitstellung von Regellenergie werden den Erzeugern und Bilanzgruppen ⁷ in Rechnung gestellt, welche diese an die Endkunden weiterverrechnen.

⁶ Austrian Power Grid

⁷ Bilanzgruppe in Österreich = Bilanzkreis in Deutschland

Das österreichische Übertragungsnetz wird auf zwei verschiedenen Spannungsebenen (220 und 380 kV) betrieben. Die Netzspannung ist innerhalb einer Ebene nicht konstant, weil variable Erzeugung und variabler Verbrauch an verschiedenen Netzknoten liegen. Sowohl Wirk- als auch Blindleistung haben einen Einfluss auf die Spannungshöhe. Die Einspeisung von Blindleistung erhöht, die Entnahme von Blindleistung verringert die Netzspannung.

Die Netzbetreiber sind verpflichtet, neben der Frequenzgleichhaltung auch durch Bereitstellung ausreichender Blindleistung für ein ausgeglichenes Verhältnis von Blindleistungsbedarf und Blindleistungserzeugung zu sorgen. Mit Synchrongeneratoren lässt sich die Einspeisung von Blindleistung flexibel regeln. Die Spannungsregelung erfolgt über den Motor (Pumpbetrieb) oder Generator (Turbinenbetrieb) bei abgekuppelten Pumpen oder Turbinen. Im untererregten Betrieb wirkt der Synchrongenerator als induktiver Verbraucher und entnimmt Blindleistung aus dem Netz. Im übererregten Betrieb wirkt der Generator als kapazitiver Verbraucher und speist Blindleistung ins Netz ein.

Ein hoher Anteil an Blindleistung belastet das Netz und wirkt sich negativ auf die Übertragungskapazität aus. Regelbare Blindleistung ist eine wichtige Voraussetzung zur Erreichung eines guten Wirkungsgrades der Stromübertragung und zur Vermeidung von Engpässen. Pumpspeicherkraftwerke mit Synchronmaschinen sind für die Blindleistungsregelung bestens geeignet.

3.4 Ausgleichsenergie

Die Ausgleichsenergie dient, physikalisch gesehen, wie die Regelenergie dem gleichen Zweck, nämlich dem Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch. Jeder Stromproduzent (Kraftwerksbetreiber) und jeder kommerzielle Stromabnehmer (Stadtwerk, Industrieunternehmen) muss die Strommenge prognostizieren, die von ihm am Folgetag ins Netz eingespeist oder entnommen wird, damit die Netzsicherheit in jeder Minute eines Tages gewährleistet ist. Diese Prognosen, auch „Fahrpläne“ genannt, sind dem Übertragungsnetzbetreiber (APG) und der zentralen Verrechnungsstelle (APCS⁸ auch BKO⁹ genannt) viertelstundengenau zu übermitteln. Weicht diese Prognose vom Istzustand ab, fällt Ausgleichsenergie an.

Der Saldo der Ausgleichsenergie über alle Bilanzgruppen einer Regelzone ergibt den Regelenergiebedarf, den der Regelzonenführer zu decken hat. Die Summe der Ausgleichsenergie kann wesentlich höher sein als die Regelenergie, da sich die Salden einzelner Bilanzgruppen ausgleichen können. Kosten für Ausgleichsenergie entstehen sowohl bei einer Minderproduktion als auch bei einer Überproduktion.

⁸ Austrian Power Clearing & Settlement

⁹ Bilanzgruppenkoordinator

Im ersten Fall befindet sich die Regelzone im Gleichgewicht, in allen Bilanzgruppen sind Erzeugung und Verbrauch ausgeglichen. Es fallen weder Ausgleichs- noch Regelernergie an.

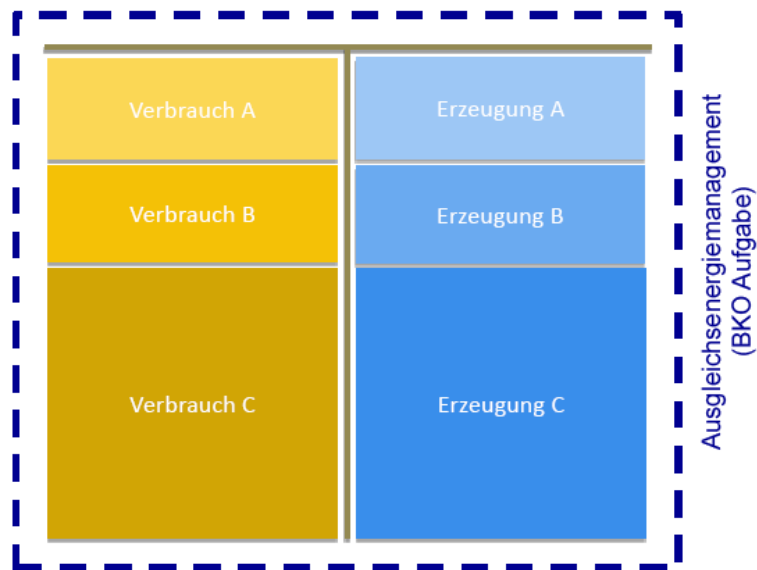


Abbildung 3.6: Regelzone im Gleichgewicht, Quelle: [14]

Im zweiten Fall befindet sich die Regelzone auch im Gleichgewicht, es fällt keine Regelernergie an, doch fällt wegen der Differenzen (Abweichungen zwischen Fahrplan- und Istwerten) in den Bilanzgruppen Ausgleichsenergie an.

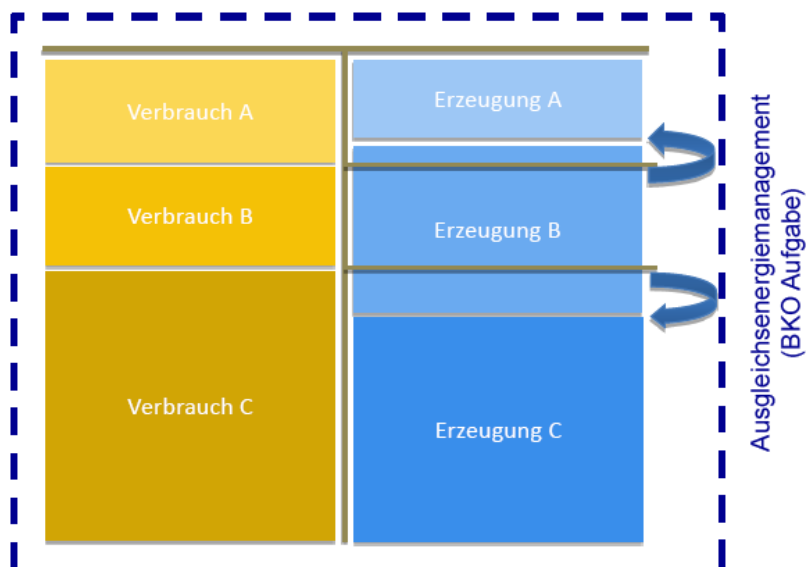


Abbildung 3.7: Ausgleich durch Bilanzgruppen, Quelle: [14]

Neben den Stromproduzenten sind auch die großen Stromabnehmer dafür verantwortlich, genau die Strommenge aus dem Netz zu entnehmen, die sie am Vortag angemeldet haben. Auch für sie wird bei einer Minder- oder Mehrentnahme Ausgleichsenergie fällig. Die Berechnung von Ausgleichsenergie erfolgt innerhalb von Bilanzgruppen. Dabei muss nicht jeder Produzent oder Abnehmer von Strom innerhalb einer eigenen Bilanzgruppe geführt werden, denn besonders Betreiber von kleineren Anlagen schließen sich oft zu einer Bilanzgruppe zusammen. Jede Bilanzgruppe muss durch einen Bilanzgruppenverantwortlichen, der für die angefallene Ausgleichsenergiemenge haftet, vertreten werden.

Im dritten Fall ist die Regelzone aus verschiedenen Ursachen nicht ausgeglichen, es fällt Ausgleichs- und Regelenergie an.

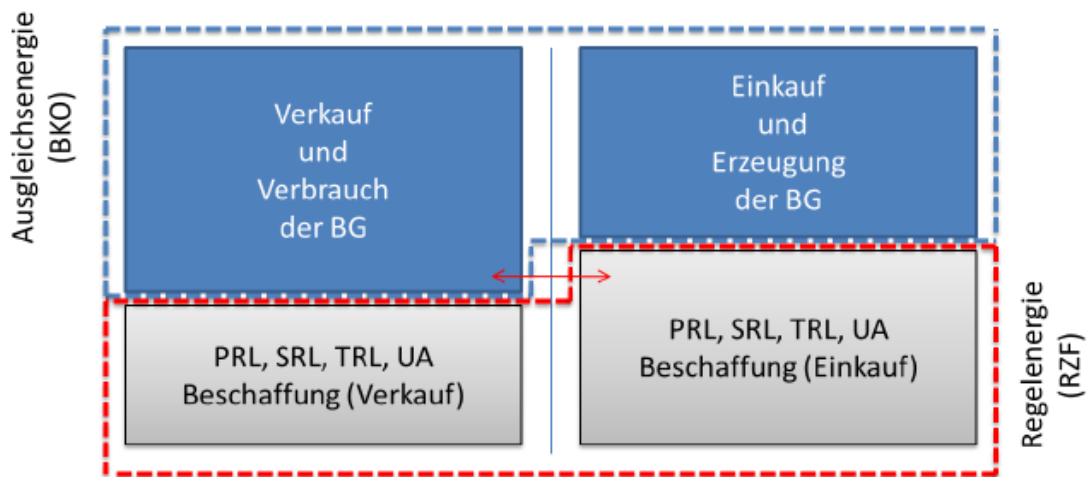


Abbildung 3.8: Ausgleich durch Bilanzgruppen und Regelmaßnahmen, Quelle: [14]

Eine Regelzone kann auch durch genaueste Regelung nicht immer ausgeglichen sein. Differenzen treten dann als Frequenz- oder Leistungsschwankungen auf und werden an Nachbarregelzonen ungewollt weiterübertragen. Durch geeignete Mess- und Zähleinrichtungen werden diese Abweichungen (UA¹⁰ genannt) festgehalten und zwischen den Regelzonenführern verrechnet. Technische Details dazu sind im Operation Handbook der ENTSO-E¹¹ beschrieben.

Die Ausgleichsenergiebewirtschaftung führt der Übertragungsnetzbetreiber, zugleich Regelzonenführer, auf Basis bereits kontrahierter Leistungsvorhaltungen (siehe Abbildung 3.5) durch. Die Anbieter von Ausgleichsenergie (Minutenreserve) haben sicherzustellen, dass die von ihnen angebotene Energie mit der angegebenen Leistung 10 Minuten nach Abruf durch den Regelzonenführer aufgebracht oder übernommen wird.

¹⁰ ungewollter Austausch

¹¹ European Network of Transmission System Operators for Electricity, Verband der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber, www.entsoe.eu

Die Abrufe erfolgen nach einer von APCS erstellten Merit Order List (Reihung von Angeboten nach Preisen), jeweils für eine Dauer von mindestens 15 Minuten.

Nachfolgende Abbildung zeigt einen beispielhaften Abruf von Ausgleichsenergie:

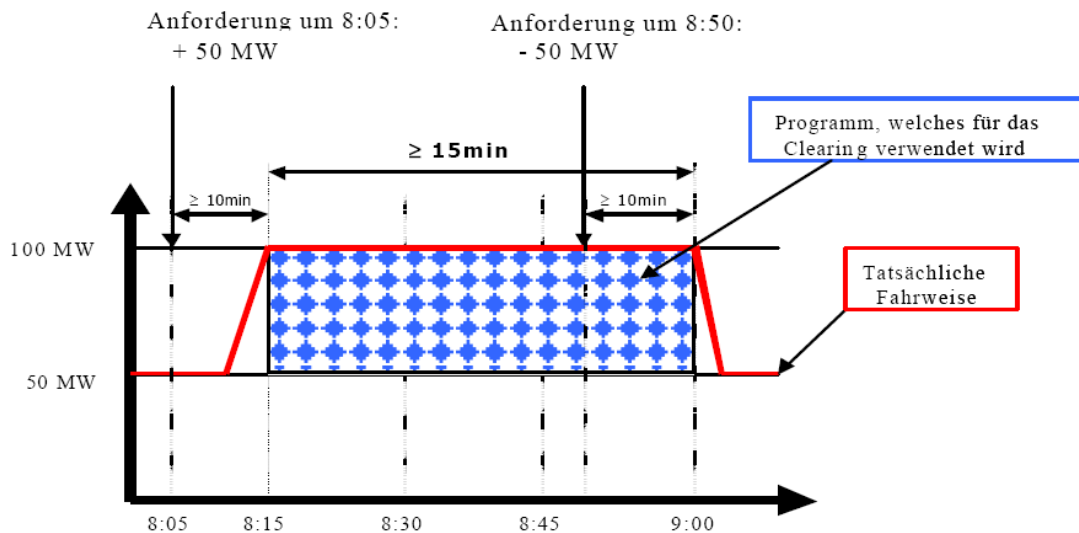


Abbildung 3.9: Abruf von Ausgleichsenergie, Quelle: [5]

Die APCS (Bilanzgruppenkoordinator) ermittelt in ihrer Funktion als zentrale Verrechnungsstelle in der Regelzone APG auf Basis geplanter Netzeinspeisungen oder -entnahmen und der tatsächlichen Werte die Ausgleichsenergie für die Teilnehmer des physischen Elektrizitätsmarktes. Reine Handelsbilanzgruppen ohne Netzanschluss können keine Abweichungen hervorrufen. Auftretende Unstimmigkeiten werden nach den geltenden Marktregeln abgerechnet.

Die Verrechnung der Ausgleichsenergie erfolgt über zwei Preiskomponenten, und zwar erstens für gelieferte und bezogene Energie (symmetrischer Preis für Lieferung und Bezug gleich hoch) und zweitens für den sogenannten gebührenpflichtigen Verbrauchsumsatz¹² (pro Monat konstant). Sind alle Regelzonenabweichungen, Kosten und Erträge der Angebotsverfahren für den Vormonat bekannt, wird der Clearingpreis 1 veröffentlicht. Der Clearingpreis 2 wird nach Vorliegen sämtlicher Verbrauchsmengen meist etwas später veröffentlicht, weil den Marktteilnehmern eine Datennachlieferfrist eingeräumt wurde.

¹² Clearinggebühr-VO der E-Control GmbH.

4 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Zu den stärksten Kritikpunkten an Pumpspeicherkraftwerken zählen die Auswirkungen auf die Umwelt. Das Anlegen von Speicherbecken, Errichten von Staumauern, Verlegen von Druckrohrleitungen, Errichten von Freiluftschaltanlagen und Hochspannungsleitungen sind deutliche Eingriffe in die Umwelt. Alle möglichen Umweltauswirkungen können in zwei große Bereiche eingeteilt werden, und zwar die Natur und den Menschen betreffend.

Zu den Auswirkungen auf die Natur zählen:

- geologische Veränderungen in tieferen Bodenschichten aufgrund von Sprengarbeiten (Rissbildungen im Berg),
- Einfluss auf die Qualität von ober- unterirdischen Gewässern (Versickerungen),
- Veränderungen in der Pflanzen- und Tierwelt und
- Veränderungen der Bodenqualität für Land- und Forstwirtschaft.

Zu den Auswirkungen auf den Menschen zählen:

- Veränderung des Landschaftsbildes,
- Einfluss auf den Erholungswert (Fremdenverkehr) und
- Veränderungen der allgemeinen Lebensqualität vor allem während und auch nach der Errichtung (Lärmbelastung und Sicherheit).

Mit dem steigenden Umweltbewusstsein ist die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energieträgern auch in den Blickpunkt der Kraftwerksbetreiber gelangt. Die emissionsfreie Erzeugung elektrischer Energie wird im Sinne der angestrebten Energiewende zusätzlich in hohem Maße staatlich gefördert. Daher nimmt die Stromgewinnung aus Windkraft und Photovoltaik mit allen Vor- und Nachteilen unvermindert stark zu.

Die wesentlichsten Vor- und Nachteile von Pumpspeicherkraftwerken sind:

Vorteile	Nachteile
emissionsfreier Betrieb schnelle Einsetzbarkeit lange Nutzungsdauer hohe Betriebssicherheit mehrere Betriebsarten	kaum Standortalternativen Auswirkungen auf die Umwelt hohe Investitionskosten

Tabelle 4.1: Vor- und Nachteile von Pumpspeicherkraftwerken, Quelle: Autor

Die Errichtung eines neuen, großen Pumpspeicherkraftwerkes ist in absehbarer Zeit in Österreich politisch, gesellschaftlich und ökologisch nicht durchzusetzen. Viele Kritiker sind auch der Meinung, dass ein Pumpspeicherkraftwerk trotz des gesetzlichen Verbotes der Nutzung von Kernenergie in Österreich (Atomsperrgesetz¹³) importierten Atomstrom in „sauberen“ Strom aus Wasserkraft umwandeln könnte.

Da es in Österreich keine wirklichen Standortalternativen für Pumpspeicherkraftwerke gibt, bleibt nur die Erweiterung bestehender Kraftwerksgruppen mit zusätzlichen Maschinensätzen. Mit der gewählten Bauart dieser Maschinensätze werden die möglichen Betriebsarten und damit die Bewirtschaftungsmöglichkeiten der Speicher festgelegt.

Die entscheidenden Größen für eine wirtschaftliche Bewertung eines Speichers sind:

- Investitionskosten,
- Lebensdauer/Abschreibungsdauer,
- Kalkulationszinssatz (Kapitalkosten),
- Wirkungsgrad,
- Betriebsstunden (variable Kosten),
- Tarifzuschläge (SNE-VO 2012),
- Strompreis (Base-Peak Spread) und
- Teilnahme am Regelenergiemarkt¹⁴.

Grundlage für alle weiteren Betrachtungen sind die EEX-Preise des Jahres 2012:

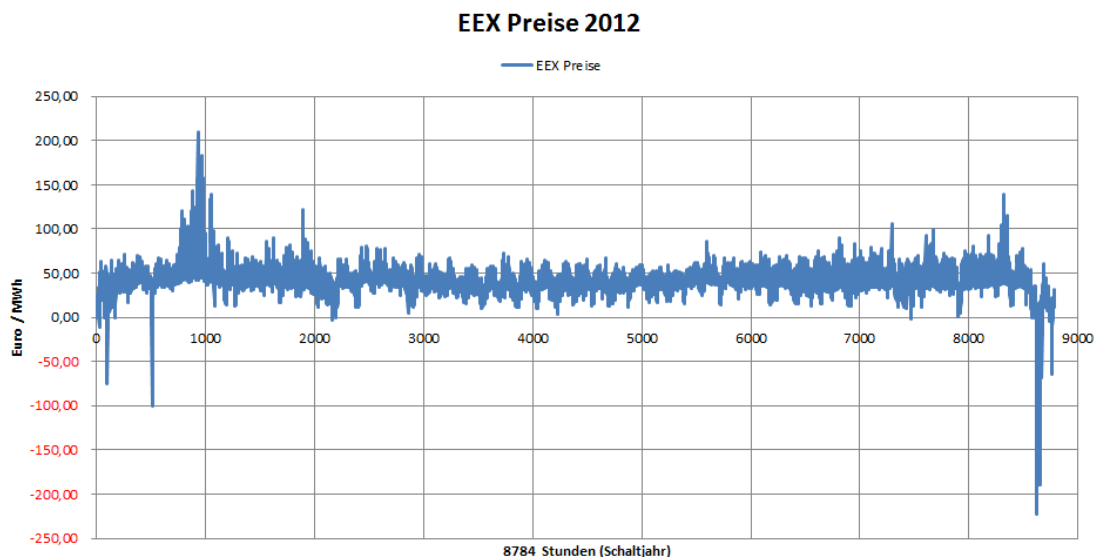


Abbildung 4.1: EEX Preise 2012, Quelle: [44]

¹³ BGBl. Nr. 676/1978 und Bundesverfassungsgesetz BGBl. Nr. 149/1999

¹⁴ Teilnahme ist nicht mit allen Maschinentechnologien möglich.

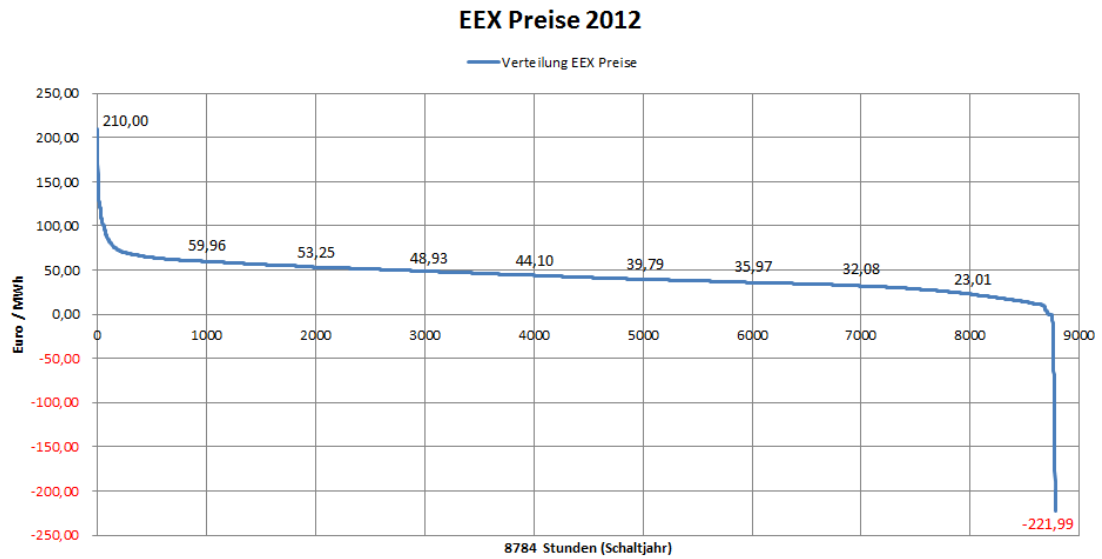


Abbildung 4.2: Verteilung der EEX Preise 2012, Quelle: [44]

Zur Vereinfachung wurden die beiden Sonntage, 25.3. (23 Stunden) und 28.10. (25 Stunden), in den Halbjahren nicht berücksichtigt.

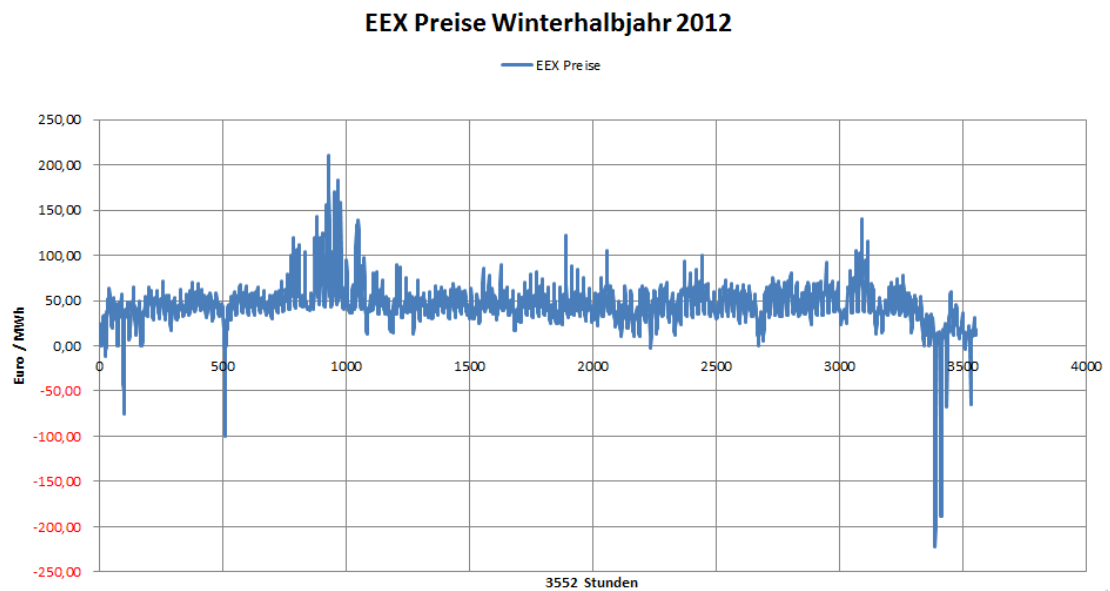


Abbildung 4.3: EEX Preise WH 2012, Quelle: [44]

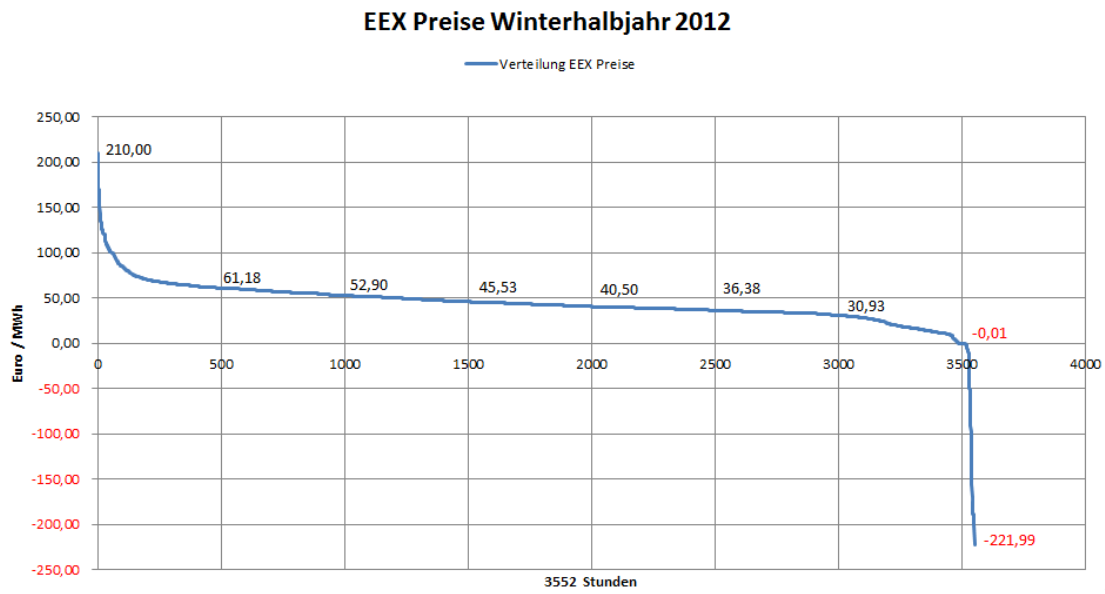


Abbildung 4.4: Verteilung der EEX Preise WH 2012, Quelle: [44]

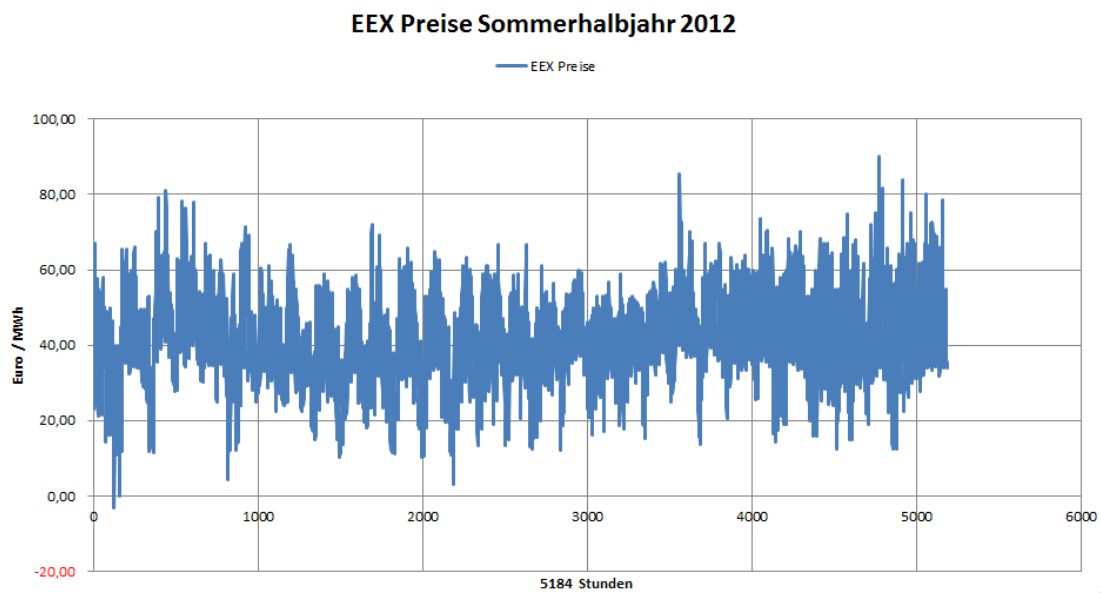


Abbildung 4.5: EEX Preise SH 2012, Quelle: [44]

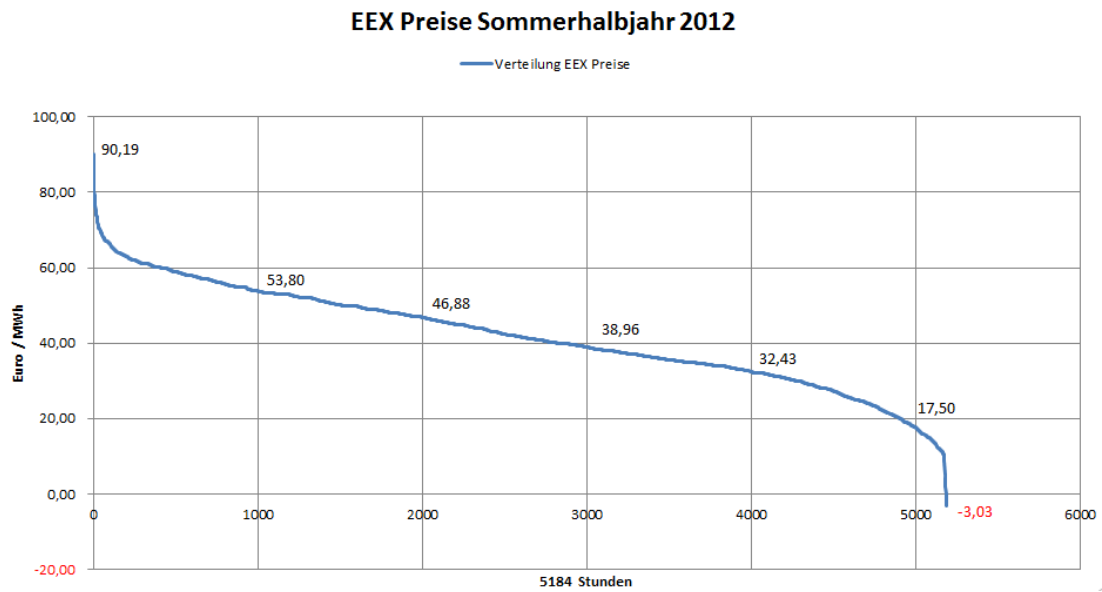


Abbildung 4.6: Verteilung der EEX Preise SH 2012, Quelle: [44]

Allen Berechnungen liegen folgende weitere Annahmen zugrunde:

Lebensdauer des Kraftwerkes:	75 Jahre
Abschreibungsdauer:	50 Jahre
Kalkulationszinssatz:	1 - 5 %
Wirkungsgrad:	0,75
Tarifzuschläge (SNE-VO 2012):	3 €/MWh je Lade-/Entladezyklus
Betriebskosten (variabel):	4 €/MWh
Wartungskosten:	5 €/MW installierter Leistung

	ausgeschriebene Leistung [MW]	Abrufwahr- scheinlichkeit	Leistungspreis [€/MW/h]		Arbeitspreis [€/MWh]	
			pos	neg	pos	neg
PRL	-70 bis 70	10 - 25 %	-	-	-	-
SRL	-200 bis 200	15 - 20 %	9	12	180	-80
TRL	-125 bis 280	0 - 3 %	5	5	100	-40

Tabelle 4.2: Annahmen zum Regelenergiemarkt, Quelle: Autor

Vorgehensweise:

+ Erlöse aus Speicherbetrieb (Bewirtschaftungsmöglichkeiten)
 - Kosten des Speichers (Kapitalkosten, Wartungskosten)

 = Gewinn/Jahr

$$G = E_z + E_u + E_s + E_a - K_k - K_w$$

E_z = Erlös aus Vermarktung Zufluss [€/Jahr]

E_u = Erlös aus Umlagerung Base/Peak [€/Jahr]

E_s = Erlös aus Systemdienstleistungen [€/Jahr]

E_a = Erlös aus Ausgleichsenergie [€/Jahr]

K_k = Kapitalkosten [€/Jahr]

K_w = Wartungskosten [€/MW und Jahr]

Kapitalkosten = Investitionskosten * Annuitätenfaktor

$$K_k = I * f$$

$$f = (r * (1 + r)^t) / ((1 + r)^t - 1)$$

I = Investitionskosten [€]

f = Annuitätenfaktor

r = Kalkulationszinssatz [% pa]

t = Abschreibungsdauer [Jahre]

$$\text{Einkaufspreis} \leq (\text{Verkaufspreis} - 7) * 0,75 - 7 \text{ [€/MWh]}$$

$$\text{Verkaufspreis} \geq (\text{Einkaufspreis} + 7) / 0,75 + 7 \text{ [€/MWh]}$$

Zur Vereinfachung werden die variablen Betriebskosten, abhängig von der Anzahl der Betriebsstunden, bereits in den Erlösen schmälernd berücksichtigt. Die Wartungskosten werden auch im Sinne vorsorglicher Revision, unabhängig von der Anzahl der Betriebsstunden, wie die Kapitalkosten gewinnmindernd in Abzug gebracht.

Die Investitionskosten für Pumpspeicherkraftwerke können aufgrund örtlicher Gegebenheiten stark variieren. Die Kosten für Maschinen (Pumpen, Turbinen und Motoren/Generatoren) sind vergleichsweise leichter abzuschätzen als die Kosten für die Speicherbecken und Druckstollen. Das ist neben der gesamten Umweltproblematik ein wesentlicher Grund für die Erweiterung oder Umrüstung bestehender Kraftwerke, ohne die Speicherbecken zu verändern.

Die Installation zusätzlicher Maschinen (Pumpen/Turbinen) erweitert einerseits die Bewirtschaftungsmöglichkeiten, erfordert aber andererseits auch die Anpassung der Vermarktungsstrategien.

Die Kostenstruktur wird vereinfachend folgendermaßen angenommen:

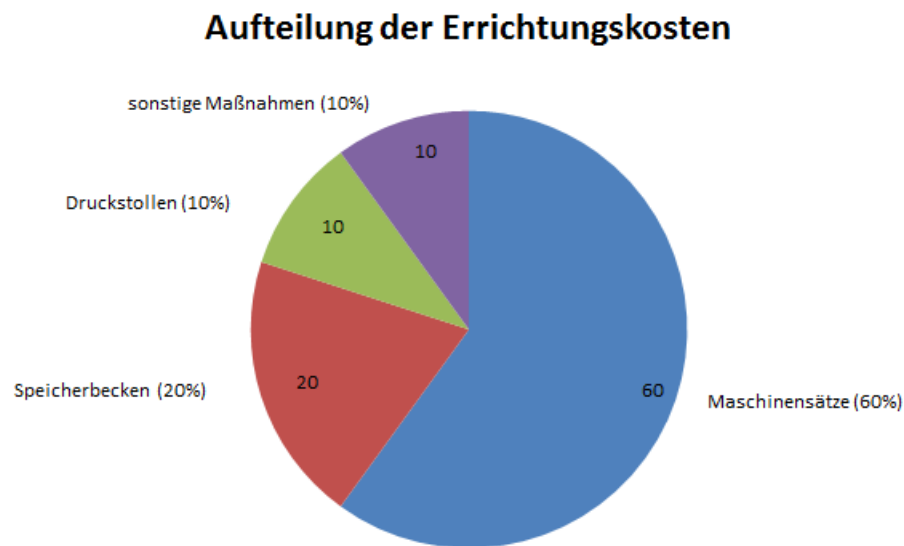


Abbildung 4.7: Aufteilung der Errichtungskosten, Quelle: Autor

Auch bei gründlichster Planung ist vor allem im bautechnischen Bereich mit einer Kostenunsicherheit (bis 25%) zu rechnen.

4.1 Tagesspeicher

Als Tagesspeicher bezeichnet man jene Speicher, deren Oberbecken im Schnitt einmal täglich durch Pumpen befüllt und durch Turbinenbetrieb wieder entleert werden können. Im Allgemeinen weisen solche Speicher keine natürlichen Zuflüsse auf, sodass Niederschläge keinen Einfluss auf die Bewirtschaftung haben. Das Fassungsvermögen des Oberbeckens und die nutzbare Fallhöhe spielen bei der Dimensionierung der Maschinensätze eine entscheidende Rolle.

Bestehende Tagesspeicher durch zusätzliche Maschinen in ihrer Leistungsfähigkeit zu steigern, ist ohne eine Erweiterung des Oberbeckens nicht sinnvoll. Eine Umrüstung des Kraftwerkes auf moderne Maschinensätze erweitert zwar die Bewirtschaftungsmöglichkeiten, doch ist die Gesamtwirtschaftlichkeit noch nachzuweisen. Die Neuerrichtung solcher Pumpspeicher ist vor allem wegen der Kosten für des Oberbecken verhältnismäßig teuer.

4.1.1 Umlagerung Base/Peak

Ausgehend von den EEX-Preisen des Jahres 2012, erreicht man das Erlösmaximum bei 1229 Stunden Turbinenbetrieb und 1639 Stunden Pumpbetrieb im Jahr.

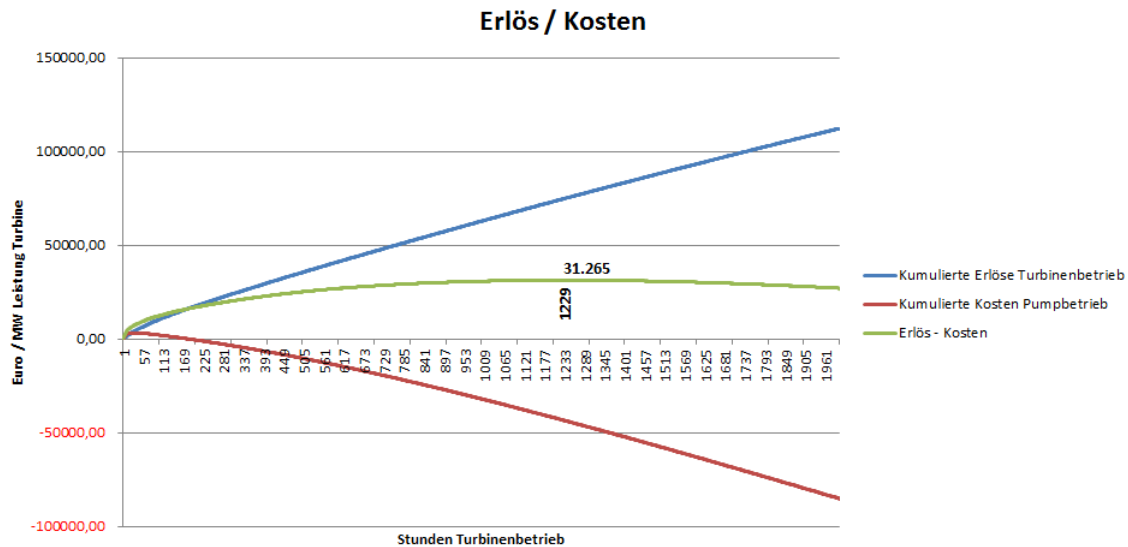


Abbildung 4.8: Verhältnis Erlös/Kosten Tagesspeicher, Quelle: Autor

Das sind durchschnittlich nur 4,5 Stunden Pump- und 3,5 Stunden Turbinenbetrieb pro Tag. Die restlichen 16 Stunden des Tages stehen die Pumpturbinen still, denn jede weitere Betriebsstunde schmälert den Erlös. Da die teuersten 4,5 Stunden mit den billigsten 3,5 Stunden nicht im Laufe eines Tages und täglich im Jahr auftreten, ist der real mögliche Gesamterlös eines Jahres immer kleiner als der errechnete Maximalwert.

Die nachfolgenden Berechnungen basieren auf den Projektdaten des Pumpspeichers Riedl an der bayrisch-österreichischen Grenze:

Inhalt Speichersee Riedl:	4,2 Mio. m ³
Durchfluss Turbinenbetrieb:	100 m ³ /sec
Durchfluss Pumpbetrieb:	75 m ³ /sec
Maschinenleistung:	2 x 150 MW
Energieinhalt Oberbecken:	3.500 MWh
Investitionskosten:	rund 350 Mio. €

Durch die Begrenztheit des Oberbeckens ist eine Umlagerung über mehr als einen Tag, etwa vom Wochenende in die nächsten Werktage, nicht möglich. Das Oberbecken kann durch etwa 15,6 Stunden Pumpbetrieb (Vollast 300 MW) gefüllt und durch etwa 11,7 Stunden Turbinenbetrieb (Vollast 300 MW) wieder entleert werden.

Tabelle 4.3 zeigt, dass selbst bei einem Kalkulationszinssatz unter 1% die Kapital- und Wartungskosten wegen des zu geringen Pumpspeicher-Spreads ¹⁵ nicht zu erwirtschaften sind.

Errichtungskosten	Euro	350.000.000			
Kalkulationszinssatz	Prozent	1,00	2,00	3,00	4,00
Abgabeleistung Turbine	MW	300	300	300	300
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserverbrauch Turbine	m3/sec	100,00	100,00	100,00	100,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00
Aufnahmeleistung Pumpe	MW	300	300	300	300
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserpörderung Pumpe	m3/sec	75,00	75,00	75,00	75,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00
Anzahl Stunden (Zufluss)		0	0	0	0
Turbinenstunden		1.229	1.229	1.229	1.229
Pumpstunden		1.639	1.639	1.639	1.639
Erlös	Euro/Jahr	9.379.428	9.379.428	9.379.428	9.379.428
- Kapitalkosten	Euro/Jahr	8.929.500	11.138.100	13.602.900	16.292.600
- Wartung	Euro/Jahr	1.500.000	1.500.000	1.500.000	1.500.000
Gewinn	Euro/Jahr	-1.050.072	-3.258.672	-5.723.472	-8.413.172

Tabelle 4.3: Gewinn Tagesspeicher aus Umlagerung, Quelle: Autor

Aus Tabelle 4.4 ist zu entnehmen, dass bei steigendem Preisniveau zwar die Anzahl der Pump- und Turbinenstunden steigt, aber erst ab einem etwa 10% höheren Preisniveau bei einem Zinssatz von 1% mit einem Gewinn zu rechnen ist.

Errichtungskosten	Euro	350.000.000			
Kalkulationszinssatz	Prozent	1,00	1,00	1,00	1,00
Abgabeleistung Turbine	MW	300	300	300	300
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserverbrauch Turbine	m3/sec	100,00	100,00	100,00	100,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00
Aufnahmeleistung Pumpe	MW	300	300	300	300
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserpörderung Pumpe	m3/sec	75,00	75,00	75,00	75,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00
Anzahl Stunden (Zufluss)		0	0	0	0
Turbinenstunden		1.229	1.322	1.364	1.388
Pumpstunden		1.639	1.763	1.819	1.851
Erlös	Euro/Jahr	9.379.428	10.942.579	11.739.894	12.543.168
- Kapitalkosten	Euro/Jahr	8.929.500	8.929.500	8.929.500	8.929.500
- Wartung	Euro/Jahr	1.500.000	1.500.000	1.500.000	1.500.000
Gewinn	Euro/Jahr	-1.050.072	513.079	1.310.394	2.113.668

Tabelle 4.4: Gewinn Tagesspeicher aus Umlagerung, Quelle: Autor

¹⁵ Differenz zwischen billigem Strom zum Hochpumpen und dem erzielbaren höheren Abgabepreis

Bei einem Zinssatz von 2% müssten die Börsenpreise langfristig bereits über 20% steigen, was aus derzeitiger Sicht nicht zu erwarten ist.

Errichtungskosten	Euro	350.000.000			
Kalkulationszinssatz	Prozent	2,00	2,00	2,00	2,00
Abgabeleistung Turbine	MW	300	300	300	300
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserverbrauch Turbine	m3/sec	100,00	100,00	100,00	100,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00
Aufnahmeleistung Pumpe	MW	300	300	300	300
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserförderung Pumpe	m3/sec	75,00	75,00	75,00	75,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00
Anzahl Stunden (Zufluss)		0	0	0	0
Turbinenstunden		1.229	1.322	1.364	1.388
Pumpstunden		1.639	1.763	1.819	1.851
Erlös	Euro/Jahr	9.379.428	10.942.579	11.739.894	12.543.168
- Kapitalkosten	Euro/Jahr	11.138.100	11.138.100	11.138.100	11.138.100
- Wartung	Euro/Jahr	1.500.000	1.500.000	1.500.000	1.500.000
Gewinn	Euro/Jahr	-3.258.672	-1.695.521	-898.206	-94.932

Tabelle 4.5: Gewinn Tagesspeicher aus Umlagerung, Quelle: Autor

Tabelle 4.6 zeigt, dass die Auswirkung der Tarifpolitik auf die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeichern erheblich ist. Verringert sich der Tarifzuschlag von 3 €/MWh auf 2 €/MWh könnten die Pumpen zwar um etwa 200 Stunden/Jahr mehr eingesetzt werden, ein Gewinn ist aber selbst bei einem Zinssatz von nur 1% nicht zu erwarten.

Errichtungskosten	Euro	350.000.000			
Kalkulationszinssatz	Prozent	1,00	2,00	3,00	4,00
Abgabeleistung Turbine	MW	300	300	300	300
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserverbrauch Turbine	m3/sec	100,00	100,00	100,00	100,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	2,00	2,00	2,00	2,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00
Aufnahmeleistung Pumpe	MW	300	300	300	300
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserförderung Pumpe	m3/sec	75,00	75,00	75,00	75,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	2,00	2,00	2,00	2,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00
Anzahl Stunden (Zufluss)		0	0	0	0
Turbinenstunden		1.370	1.370	1.370	1.370
Pumpstunden		1.827	1.827	1.827	1.827
Erlös	Euro/Jahr	10.291.806	10.291.806	10.291.806	10.291.806
- Kapitalkosten	Euro/Jahr	8.929.500	11.138.100	13.602.900	16.292.600
- Wartung	Euro/Jahr	1.500.000	1.500.000	1.500.000	1.500.000
Gewinn	Euro/Jahr	-137.694	-2.346.294	-4.811.094	-7.500.794

Tabelle 4.6: Gewinn Tagesspeicher aus Umlagerung, Quelle: Autor

Steigen die Börsenpreise über 10%, ist nur bei einem langfristig niedrigem Zinssatz von 1% ein Gewinn zu erwarten (Tabelle 4.7).

Errichtungskosten	Euro	350.000.000			
Kalkulationszinssatz	Prozent	1,00	1,00	1,00	1,00
Abgabeleistung Turbine	MW	300	300	300	300
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserverbrauch Turbine	m3/sec	100,00	100,00	100,00	100,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	2,00	2,00	2,00	2,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00
Aufnahmeleistung Pumpe	MW	300	300	300	300
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserförderung Pumpe	m3/sec	75,00	75,00	75,00	75,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	2,00	2,00	2,00	2,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00
Anzahl Stunden (Zufluss)		0	0	0	0
Turbinenstunden		1.370	1.463	1.499	1.529
Pumpstunden		1.827	1.951	1.999	2.039
Erlös	Euro/Jahr	10.291.806	11.913.766	12.738.413	13.568.472
- Kapitalkosten	Euro/Jahr	8.929.500	8.929.500	8.929.500	8.929.500
- Wartung	Euro/Jahr	1.500.000	1.500.000	1.500.000	1.500.000
Gewinn	Euro/Jahr	-137.694	1.484.266	2.308.913	3.138.972

Tabelle 4.7: Gewinn Tagesspeicher aus Umlagerung, Quelle: Autor

Bei einem Zinssatz von 2% müssten die Börsenpreise bereits über 15% steigen, was aus derzeitiger Sicht nicht zu erwarten ist (Tabelle 4.8).

Errichtungskosten	Euro	350.000.000			
Kalkulationszinssatz	Prozent	2,00	2,00	2,00	2,00
Abgabeleistung Turbine	MW	300	300	300	300
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserverbrauch Turbine	m3/sec	100,00	100,00	100,00	100,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	2,00	2,00	2,00	2,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00
Aufnahmeleistung Pumpe	MW	300	300	300	300
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserförderung Pumpe	m3/sec	75,00	75,00	75,00	75,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	2,00	2,00	2,00	2,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00
Anzahl Stunden (Zufluss)		0	0	0	0
Turbinenstunden		1.370	1.463	1.499	1.529
Pumpstunden		1.827	1.951	1.999	2.039
Erlös	Euro/Jahr	10.291.806	11.913.766	12.738.413	13.568.472
- Kapitalkosten	Euro/Jahr	11.138.100	11.138.100	11.138.100	11.138.100
- Wartung	Euro/Jahr	1.500.000	1.500.000	1.500.000	1.500.000
Gewinn	Euro/Jahr	-2.346.294	-724.334	100.313	930.372

Tabelle 4.8: Gewinn Tagesspeicher aus Umlagerung, Quelle: Autor

Wenn das Strompreisniveau etwa um 20% steigt, der Kalkulationszinssatz langfristig auf sehr niedrigem Niveau (unter 2%) bleibt und die Tarife längerfristig von 3 €/MWh auf 2 €/MWh gesenkt werden, könnte sich das reine Tageswälzen rechnen. Eine angedachte weitere Erhöhung der Netzentgelte in Österreich würde nicht nur Projekte, sondern auch den Betrieb bereits bestehender Pumpspeicher in Frage stellen.

In Deutschland sind neue Pumpspeicher, in der Schweiz und in Italien sind alle Pumpspeicher von Netzentgeltzahlungen befreit. In Frankreich ist die Situation ähnlich wie in Österreich.

4.1.2 Systemdienstleistungen

Zu den Systemdienstleistungen zählt die Mitwirkung an der Aufbringung von Regelleistung. Aus Abbildung 3.5 ist zu entnehmen, dass der Betreiber eines Tagesspeichers Sekundär- und Tertiärregelung anbieten kann.

In Anlehnung an die Projektdaten des Pumpspeichers Riedl verfügt das Kraftwerk über zwei reversible Francis-Pumpturbinen mit je 150 MW Leistung. Diese Maschinensätze erlauben folgende Betriebsweisen:

- 1 oder 2 Maschinen Pumpbetrieb Vollast oder Turbinenbetrieb Teillast,
- 1 Maschine Pumpbetrieb Vollast und 1 Maschine Turbinenbetrieb Teillast (HKS).

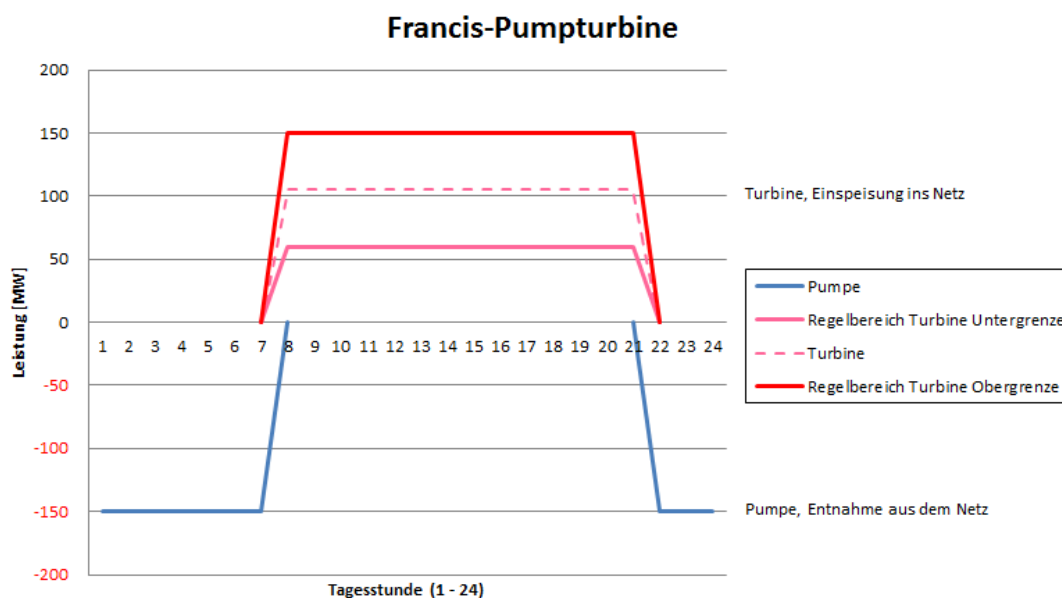


Abbildung 4.9: Leistung Francis-Pumpturbine, Quelle: Autor

Wird eine Francisturbine im Teillastbereich betrieben, so tritt ein Wirkungsgradverlust auf. Wirkungsgradverlust bedeutet, es wird für weniger Leistung relativ mehr Wasser verbraucht (siehe Abbildung 2.3).

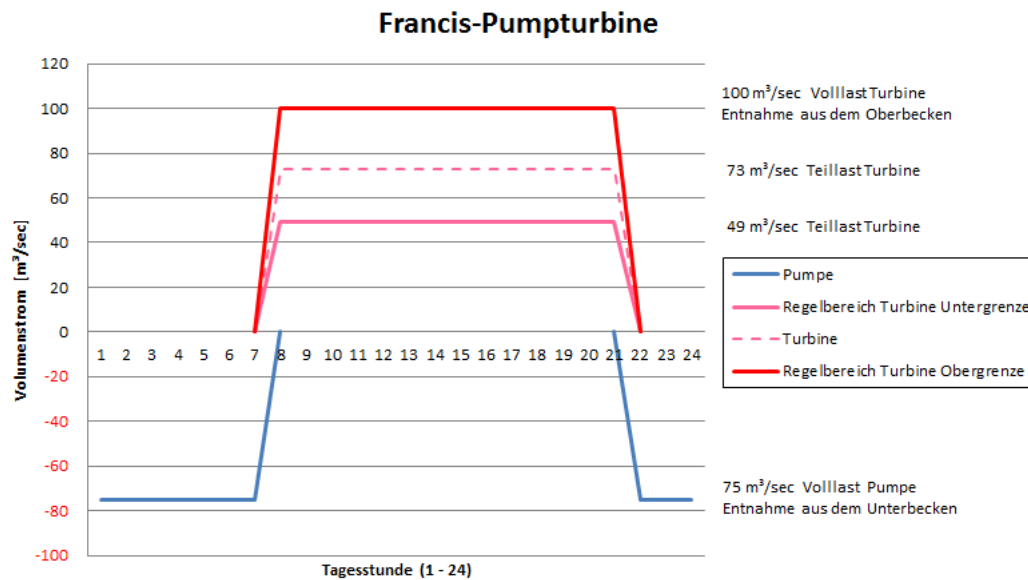


Abbildung 4.10: Volumenstrom Francis-Pumpturbine, Quelle: Autor

Werden Pumpe (Volllast) und Turbine (Teillast) gleichzeitig betrieben, so spricht man von hydraulischem Kurzschluss.

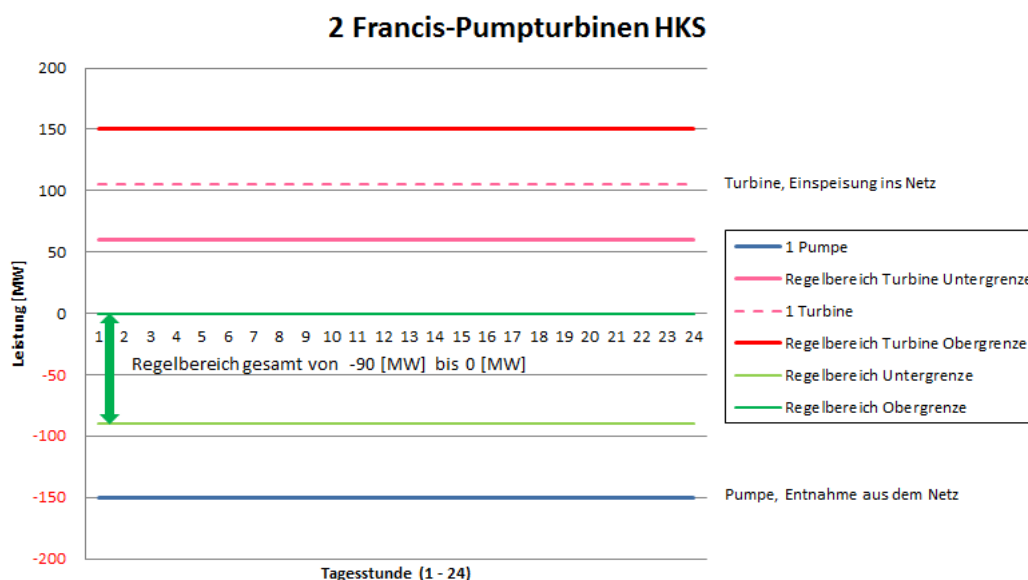


Abbildung 4.11: Leistung 2 Francis-Pumpturbinen HKS, Quelle: Autor

Dadurch ergibt sich ein Regelbereich, der sonst nur mit einer regelbaren Pumpe zu erreichen gewesen wäre.

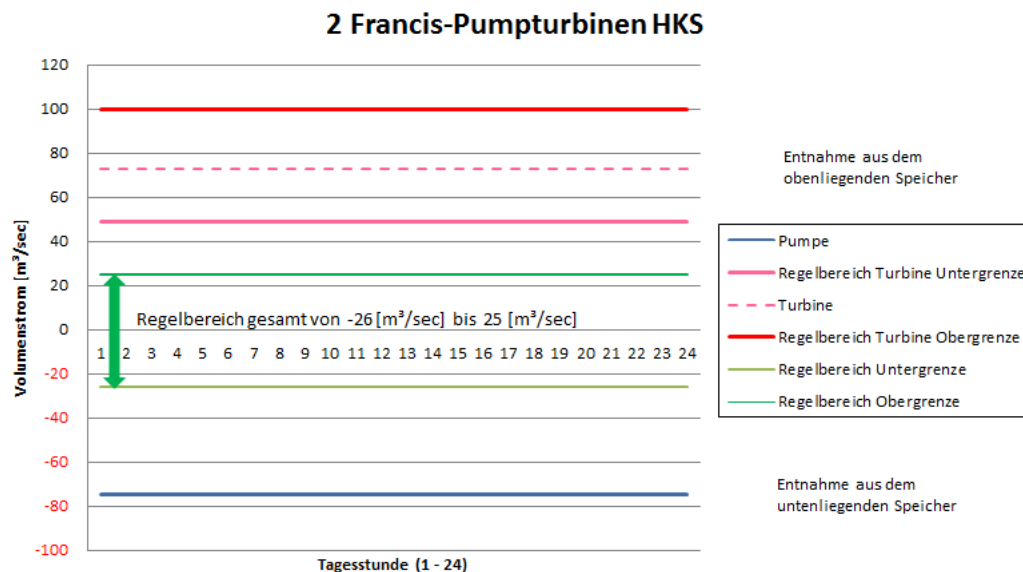


Abbildung 4.12: Volumenstrom 2 Francis-Pumpturbinen HKS, Quelle: Autor

Obwohl der Regelbereich nur Entnahme aus dem Netz (siehe Abbildung 4.11) umfasst, wird je nach Leistungsaufbringung der Turbine dem Oberbecken entweder Wasser entnommen oder zugeführt.

Um den Wasserhaushalt für Regelenergiebereitstellung beurteilen zu können, betrachten wir einen Tag. Das Oberbecken fasst $4,2 \text{ Mio. m}^3$. Werden maximal $26 \text{ m}^3/\text{sec}$ ($= 1,1232 \text{ Mio. m}^3/\text{Tag}$) zugeführt oder maximal $25 \text{ m}^3/\text{sec}$ ($= 1,08 \text{ Mio. m}^3/\text{Tag}$) entnommen, so muss zu Tagesbeginn das Oberbecken mindestens $1,1 \text{ Mio. m}^3$ und darf höchstens $3,0 \text{ Mio. m}^3$ enthalten.

Oberbecken	Freiraum für Pumpwasser HKS $\sim 1,2 \text{ Mio. m}^3$
Volumen $4,2 \text{ Mio. m}^3$	$3,0 \text{ Mio. m}^3$
Energieinhalt 3500 MWh	$1,9 \text{ Mio. m}^3$ in 7 Stunden gepumpt, in 5,3 Stunden entleert
	$1,1 \text{ Mio. m}^3$
	Reserve für Turbinenbetrieb HKS $\sim 1,1 \text{ Mio. m}^3$

Abbildung 4.13: Inhalt Tagesspeicher, Quelle: Autor

Die sich aus dem optimalen Wälzbetrieb (etwa 4,5 Stunden Pump- und 3,5 Stunden Turbinenbetrieb) ergebende Pendelwassermenge beträgt $1,2 \text{ Mio. m}^3$. Zieht man diese Menge von der noch disponibaren Wassermenge von $1,9 \text{ Mio. m}^3$ ab, so bleiben für weitere mögliche Regelaufgaben nur noch $0,7 \text{ Mio. m}^3$.

Oberbecken	Freiraum für Wälzbetrieb $\sim 1,2 \text{ Mio. m}^3$
Volumen $4,2 \text{ Mio. m}^3$	Freiraum für Pumpwasser HKS $\sim 1,2 \text{ Mio. m}^3$
Energieinhalt 3500 MWh	Frei disponibel $\sim 0,7 \text{ Mio. m}^3$
	Reserve für Turbinenbetrieb HKS $\sim 1,1 \text{ Mio. m}^3$

Abbildung 4.14: Bereiche Tagesspeicher, Quelle: Autor

Die geringe freie Menge könnte noch für Tertiärregelung angeboten werden.

+ Erlös (Leistungsbereitstellung)	800 €	$(20[\text{MW}] \cdot 8[\text{h}] \cdot 5[\text{€/MWh}])$
+ Erlös (Abruf Energie)	480 €	$(160[\text{MWh}] \cdot 100[\text{€/MWh}] \cdot 0,03)$
- Kosten	-7936 €	$(160[\text{MWh}] \cdot 49,6[\text{€/MWh}])$
zusammen	-6656 €/Tag	

Die Erlöse aus Regelenergie durch Übernahme von Strom aus dem Netz (Betriebsart hydraulischer Kurzschluss) können, wie folgt, abgeschätzt werden:

+ Erlös (Leistungsbereitstellung)	12960 €	$(45[\text{MW}] \cdot 24[\text{h}] \cdot 12[\text{€/MWh}])$
+ Erlös (Abruf Energie)	17280 €	$(1080[\text{MWh}] \cdot 80[\text{€/MWh}] \cdot 0,2)$
- Kosten	-26784 €	$(22,5[\text{MW}] \cdot 24[\text{h}] \cdot 49,6[\text{€/MWh}])$
zusammen	3456 €/Tag	(für 200 Tage rund $0,7 \text{ Mio. €/Jahr}$)

Bei den errechneten Werten handelt es sich um Ergebnisse möglicher Betriebsweisen, die in der Realität kaum zu erreichen sind. Die Preise für die Leistungsbereitstellung sind zu gering, um damit ausreichende Erlöse zu erzielen. Erst die Abrufe bringen interessante Erlöse, doch sind die dafür erforderlichen Reserven (Arbeitsvermögen [GWh]) in einem Tagesspeicher nicht vorzuhalten.

Vor allem ist anzumerken, dass die Niedrigpreisstunden mit größerer Wahrscheinlichkeit zu finden sind, als die Hochpreisstunden, die sich mehr über den Tag verteilen (siehe auch [44]). Überschneidungen von Regelenergieangeboten und Wälzbetrieb können rein rechnerisch unter Berücksichtigung der Abrufwahrscheinlichkeiten geplant werden. In besonderen Ausnahmefällen besteht sogar die Möglichkeit, ein Anbot zurückzurufen, doch kann das im Wiederholungsfalle zum Ausschluss aus dem Bieterverfahren führen.

Ob Intra-Day-Geschäfte zu höheren Erlösen führen als Regelenergieangebote ist vorweg nicht entscheidbar. Abschließend kann gesagt werden, dass die verfügbare Wassermenge das begrenzende Element aller Überlegungen ist.

4.1.3 Ausgleichsenergie

Aufgrund von Erzeugungs- und/oder Verbrauchsschwankungen kommt es in allen Bilanzgruppen stets zu Abweichungen zwischen Prognosen und Wirklichkeit, für deren Ausgleich der Regelzonenführer sorgt und diesen Aufwand dann in Rechnung stellt.

Um die Ausgleichsenergiekosten seiner Bilanzgruppe zu minimieren, muss das Speicherkraftwerk die aktuelle Abweichung kennen. Fehlt durch Mindererzeugung oder Mehrverbrauch Energie in der Bilanzgruppe (Unterdeckung), muss der Speicher Energie nachliefern. Kommt es durch Mehrerzeugung oder Minderverbrauch zu einem Überschuss (Überdeckung), muss der Speicher seine Erzeugung reduzieren.

	ausgeschriebene Leistung [MW]	Zuschlag	Abruf
PRL	-70 bis 70	nach Leistungspreis	zentral gesteuert
SRL	-200 bis 200	nach Leistungspreis	nach Arbeitspreis
TRL	-125 bis 280	nach Leistungspreis	nach Arbeitspreis

Tabelle 4.9: Zuschlag/Abruf Regelenergiemarkt, Quelle: Autor

Die Ausgleichsenergiepreise hängen einerseits von den Angeboten und andererseits von den Abrufen ab. Entscheidend dabei ist die Situation im gesamten Netz. Das sogenannte Regelzonendelta kann positiv oder negativ sein. Die Bilanzgruppe kann mit ihrer Abweichung zum Ausgleich beitragen oder das Regelzonendelta verstärken.

Die Preise werden viertelstündlich errechnet und erst im Nachhinein bekanntgegeben. Daher sind Arbitragegeschäfte gegen Ausgleichsenergie nicht sinnvoll. So ist es Ziel aller Bilanzgruppen, jederzeit möglichst ausgeglichen zu sein. Die Vermeidung von Ausgleichsenergiekosten ist demnach keine echte Erlöschance, sondern ein nicht näher bewertbarer Beitrag zur Kostenreduktion.

Arbeitspreise Sekundärregelung: Zeitraum KJ 2012

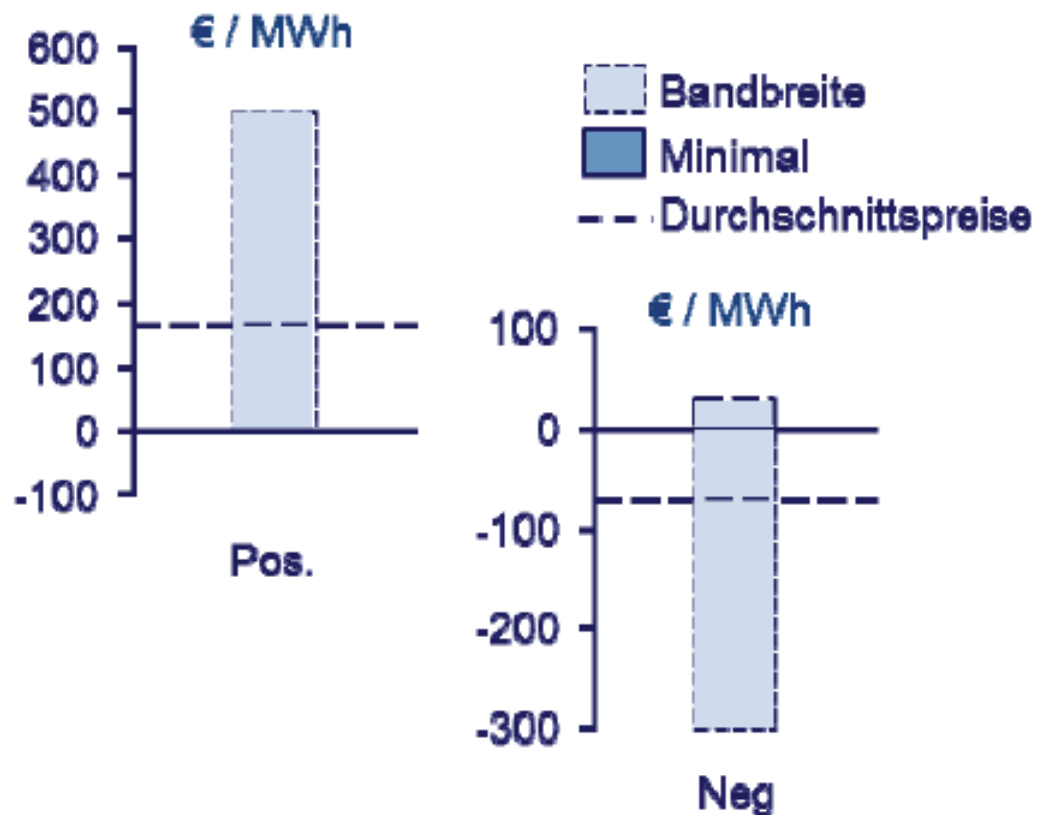


Abbildung 4.15: Ausgleichsenergiekosten 2012, Quelle: [23]

4.1.4 Zusammenfassung

$$G = E_z + E_u + E_s + E_a - K_k - K_w$$

$E_z = 0$	(Erlös aus Vermarktung Zufluss [€/Jahr])
$E_u = 9,4 \text{ Mio.}$	(Erlös aus Umlagerung Base/Peak [€/Jahr])
$E_s < 0,7 \text{ Mio.}$	(Erlös aus Systemdienstleistungen [€/Jahr])
$E_a = \text{unbedeutend}$	(Erlös aus Ausgleichsenergie [€/Jahr])
$K_k > 8,9 \text{ Mio.}$	(Kapitalkosten [€/Jahr])
$K_w = 1,5 \text{ Mio.}$	(Wartungskosten [€/MW und Jahr])
$G = \text{negativ}$	(Gewinn/Jahr [€/Jahr])

Aus heutiger Sicht ist der Bau eines Tagesspeicherkraftwerkes wirtschaftlich nicht vertretbar. Sinkende Großhandelspreise, die damit einhergehende Verringerung des Pumpspeicher-Spreads und die zuletzt angehobenen Netznutzungstarife in Österreich ermöglichen keine ausreichenden Gewinne mehr.

Folgende Tabelle 4.10 zeigt, dass unter den derzeitigen Rahmenbedingungen Investitionskosten bis maximal 150 Mio. € wirtschaftlich vertretbar sind.

Umbaukosten	Euro	150.000.000				
Kalkulationszinssatz	Prozent	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00
Abgabeleistung Turbine	MW	300	300	300	300	300
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserverbrauch Turbine	m3/sec	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Aufnahmeleistung Pumpe	MW	300	300	300	300	300
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserförderung Pumpe	m3/sec	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Anzahl Stunden (Zulauf)		0	0	0	0	0
Turbinenstunden		1.229	1.229	1.229	1.229	1.229
Pumpstunden		1.639	1.639	1.639	1.639	1.639
Erlös	Euro/Jahr	9.379.428	9.379.428	9.379.428	9.379.428	9.379.428
- Kapitalkosten	Euro/Jahr	3.826.910	4.773.481	5.829.824	6.982.530	8.216.510
- Wartung	Euro/Jahr	1.500.000	1.500.000	1.500.000	1.500.000	1.500.000
Gewinn	Euro/Jahr	4.052.518	3.105.947	2.049.604	896.898	-337.082

Tabelle 4.10: Investitionskosten, Quelle: Autor

Belässt man das Volumen des Oberbeckens unverändert, könnte man durch eine Verringerung der Nennleistungen einerseits die Investitionskosten senken und andererseits die Anzahl der Pump-/Turbinstunden erhöhen. Doch eine Erhöhung der Anzahl von Pump-/Turbinstunden über die optimale Anzahl von 1639/1229 hinaus brächte aufgrund des nicht mehr ausreichenden Preisverhältnisses eine Erlösminderung mit sich.

Im dargestellten Fall kann mit 2x150 MW Nennleistung das Oberbecken in etwa 15 Stunden befüllt und in 11 Stunden wieder entleert werden. Die optimale Anzahl der täglichen Pump-/Turbinstunden beträgt dann aber nur etwa 4,5/3,4 Stunden, das ergibt weniger als 8 Betriebsstunden pro Tag. Den Rest des Tages steht das Kraftwerke still.

Mit der optimalen Pendelwassermenge von rund 1,7 Mio. m³ würde bei gleichbleibenden Preisen das Oberbecken mit einem Volumen von 4,2 Mio. m³ nie ausgenutzt werden. Mit dem klassischen Wälzbetrieb (Verlagerung von Niedrigpreis- zu Hochpreisstunden) ist die Errichtung nicht zu finanzieren. Zu einer ertragreichen Beteiligung am Regenergiemarkt mangelt es sowohl an den technischen Voraussetzungen als auch an entsprechend verfügbaren Wassermengen.

Eine Teilnahme am Intra-Day-Handel ist durchaus möglich, setzt aber beste Kenntnisse und aktuellste Informationen über die Strommärkte voraus. Nachbörslich entwickeln sich die Preise aufgrund unvorhergesehener Ereignisse (Störfälle, Netzengpässe und Handelsbeschränkungen) stark unterschiedlich. Bei massiven Überschüssen im Netz können die Preise sogar negativ werden.

Unter der Annahme, dass bei einem bestehenden Tagesspeicher keine Kapitalkosten für die Errichtung mehr anfallen, stellt sich die Wirtschaftlichkeit wie folgt dar:

Errichtungskosten	Euro	0	
Kalkulationszinssatz	Prozent		
Abgabeleistung Turbine	MW	1	300
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00
Wasserverbrauch Turbine	m3/sec	1,00	100,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00
Aufnahmeleistung Pumpe	MW	1	300
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00
Wasserförderung Pumpe	m3/sec	0,75	75,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00
Anzahl Stunden (Zulauf)		0	0
Turbinenstunden		1.229	1.229
Pumpstunden		1.639	1.639
Erlös	Euro/Jahr	31.265	9.379.428
- Kapitalkosten	Euro/Jahr	0	0
- Wartung	Euro/Jahr	5.000	1.500.000
Gewinn	Euro/Jahr	26.265	7.879.428

Tabelle 4.11: Gewinn bestehender Tagesspeicher, Quelle: Autor

In der ersten Spalte wurde eine Turbinen-Pumpleistung von 1 MW angenommen, um für unterschiedliche Maschinenleistungen eine Basis zur Abschätzung der Erlöse zu haben. Multipliziert man den Jahresgewinn mit der installierten Leistung, so ergibt sich der Gewinn/Jahr. Die zweite Spalte zeigt so den möglichen Gewinn/Jahr für 2 x 150 MW Francis-Pumpturbinensätze.

In bestehenden Tagesspeicherkraftwerken wurden aus Preisgründen meist reversible Pumpturbinen in herkömmlich erprobter Technologie eingebaut. Ein rascher Wechsel von Pump-auf Turbinenbetrieb ist damit technisch nicht möglich, und das oftmalige Zu-/Abschalten der Maschinen führt zu extremen Abnützungen. Es stellt sich daher die Frage, ob sich eine aufwändige Umrüstung auf Dreimaschinensätze lohnt.

Unter der Annahme der in Abbildung 4.7 (Seite 29) gezeigten Kostenstruktur und Investitionskosten in der Höhe von 350 Mio.€, entfallen davon auf die Maschinenausrüstung 210 Mio.€. Der Einbau von Dreimaschinensätzen würde eine Kostensteigerung von mindestens 20% bedeuten und damit die Investitionskosten um zusätzliche 42 Mio.€ erhöhen, ohne damit eine Erweiterung der Einsatzmöglichkeiten zu erhalten.

Umbaukosten	Euro	252.000.000			
Kalkulationszinssatz	Prozent	1,00	2,00	3,00	4,00
Abgabeleistung Turbine	MW	300	300	300	300
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserverbrauch Turbine	m3/sec	100,00	100,00	100,00	100,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00
Aufnahmeleistung Pumpe	MW	300	300	300	300
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserförderung Pumpe	m3/sec	75,00	75,00	75,00	75,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00
Anzahl Stunden (Zulauf)		0	0	0	0
Turbinenstunden		1.229	1.229	1.229	1.229
Pumpstunden		1.639	1.639	1.639	1.639
Erlös	Euro/Jahr	9.379.428	9.379.428	9.379.428	9.379.428
- Kapitalkosten	Euro/Jahr	6.429.200	8.019.400	9.794.100	11.730.700
- Wartung	Euro/Jahr	1.500.000	1.500.000	1.500.000	1.500.000
Gewinn	Euro/Jahr	1.450.228	-139.972	-1.914.672	-3.851.272

Tabelle 4.12: Gewinn bei Umbau des Tagesspeichers, Quelle: Autor

Bleibt der Zinssatz langfristig unter 2%, ergibt sich zunächst ein positives Bild. Dabei ist jedoch zu bedenken, dass die Finanzierung durch Erlöse aus Umlagerung Base/Peak erfolgt.

$$G = E_z + E_u + E_s + E_a - K_k - K_w$$

$E_z = 0$	(Erlös aus Vermarktung Zufluss [€/Jahr])
$E_u = 9,4$ Mio.	(Erlös aus Umlagerung Base/Peak [€/Jahr])
$E_s < 0,7$ Mio.	(Erlös aus Systemdienstleistungen [€/Jahr])
$E_a =$ unbedeutend	(Erlös aus Ausgleichsenergie [€/Jahr])
$K_k = 8,5$ Mio.	(Kapitalkosten für 2-3% Zinssatz [€/Jahr])
$K_w = 1,5$ Mio.	(Wartungskosten [€/MW und Jahr])
$G < 0,1$ Mio.	(Gewinn/Jahr [€/Jahr])

Der Vergleich mit dem möglichen Gewinn in Abbildung 4.11 zeigt, dass sich der Umbau auf teurere Dreimaschinensätze nicht lohnt.

Bestehende Tagesspeicherkraftwerke können Erlöse aus Umlagerung Base/Peak erwirtschaften, ihren Beitrag zur Minimierung der Ausgleichsenergiekosten ihrer Bilanzgruppe leisten und bei entsprechendem Wasserhaushalt am Intra-Day-Handel teilnehmen. Im Laufe eines Tages sind für Energielieferungen oft Preise deutlich über EEX-Niveau zu erzielen. Aufgrund des geringen Speichervolumens kann aber aus dieser Tatsache allein keine nachhaltig ertragreiche Vermarktungsstrategie entwickelt werden.

4.2 Jahresspeicher

Die großen Speicherkraftwerke mit ihren hochalpinen Stauseen haben für die Stromversorgung Österreichs besondere Bedeutung. Durch Bachfassungen und -beleitungen werden Regenwässer und Schneeschmelze in die Speicher geleitet. Die Niederschläge werden als potenzielle Energie in den Stauseen zurückgehalten. In Zeiten geringer Wasserführung in den Flüssen und somit geringerer Stromerzeugung aus Laufwasser steht das Wasser aus den Speichern zur Stromerzeugung zur Verfügung.

Kann das durch Turbinenbetrieb abgearbeitete Wasser in einem Unterbecken aufgefangen werden, steht es für eine energetische Weiterverarbeitung zur Verfügung. Das Unterbecken kann als Speicher sowohl für eine nachfolgende Kraftwerksstufe als auch zum Hochpumpen in das Oberbecken genutzt werden. Zu diesem Zweck sind solche Kraftwerke mit Pumpturbinen, die wahlweise als Pumpen oder Turbinen betrieben werden können, ausgestattet. Im Pumpbetrieb wird überschüssiger Strom aus dem Netz entnommen und wieder in potenzielle Energie zurückverwandelt.

Durch die verstärkte Einspeisung von Windenergie ins europäische Verbundnetz ist zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität der Bedarf an Regelenenergie angewachsen. Die Speicherkraftwerke können aufgrund ihrer hohen und schnell verfügbaren Leistungen einen wichtigen Beitrag zur Abdeckung dieser Lastschwankungen leisten. Durch den Einbau weiterentwickelter Maschinensätze sind die Einsatzmöglichkeiten der neuen Pumpspeicherkraftwerke gestiegen.

Die größte Herausforderung stellt nämlich der oftmalige Wechsel von Pump- auf Turbinenbetrieb und umgekehrt dar. Dabei werden Pumpturbinen und Motor/Generatoren enormen Belastungen ausgesetzt, die bei herkömmlichen Maschinensätzen herkömmlicher Bauart zu extremen Abnützungen führen.

Bei einem Dreimaschinensatz, wo Pumpe und Turbine von einander getrennt sind, können diese Beanspruchungen durch Lastwechsel vermieden werden. Die Betriebsweise, wo Pumpe und Turbine gleichzeitig am Netz sind, auch als hydraulischer Kurzschluss (siehe Abbildung 2.10) bezeichnet, wurde früher strikt abgelehnt. Heute ist die Bedeutung dieser Betriebsweise zur Bewältigung von Regelungsaufgaben unbestritten.

4.2.1 Vermarktung des Zuflusses

Wasser zählt zu den wichtigsten erneuerbaren Energiequellen. Streng genommen ist der Wasserkreislauf eine Folge der Sonneneinstrahlung und damit eine Form der nutzbaren Sonnenenergie. Aus wirtschaftlicher Sicht ist Wasser ein kostenloser Rohstoff zur Energiegewinnung. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft ist CO₂-frei und damit ein wichtiger Beitrag zur Reduktion von Schadstoffemissionen.

Alle weiteren Berechnungen gehen von den Annahmen in Kapitel 3 (Bewirtschaftungsmöglichkeiten) aus. Der in den folgenden Ausführungen betrachtete Jahresspeicher ist ein der Realität möglichst nahekommendes Musterbeispiel, ohne eine Beschränkung der Allgemeinheit in Kauf nehmen zu müssen.

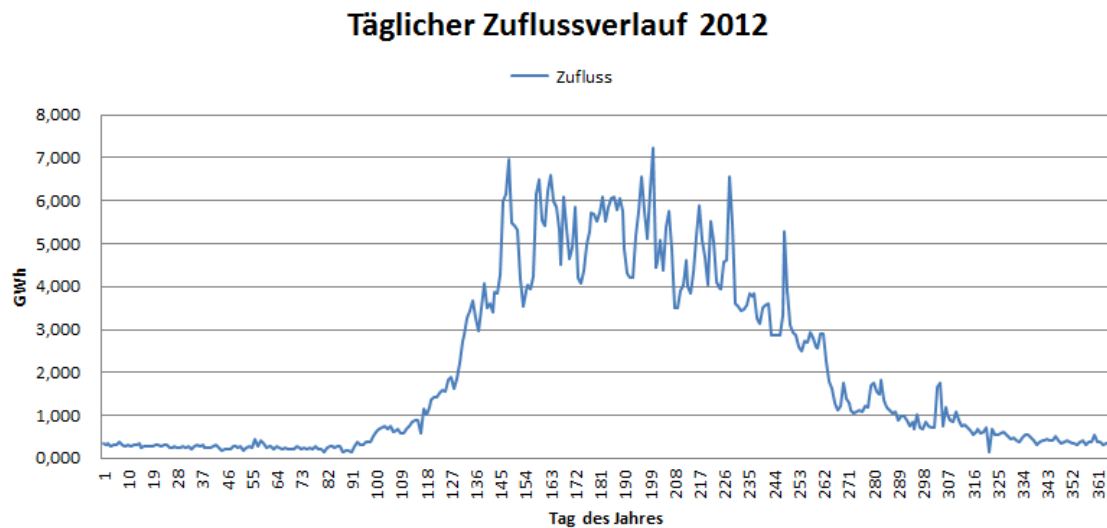


Abbildung 4.16: Tageszufluss Jahresspeicher, Quelle: Autor

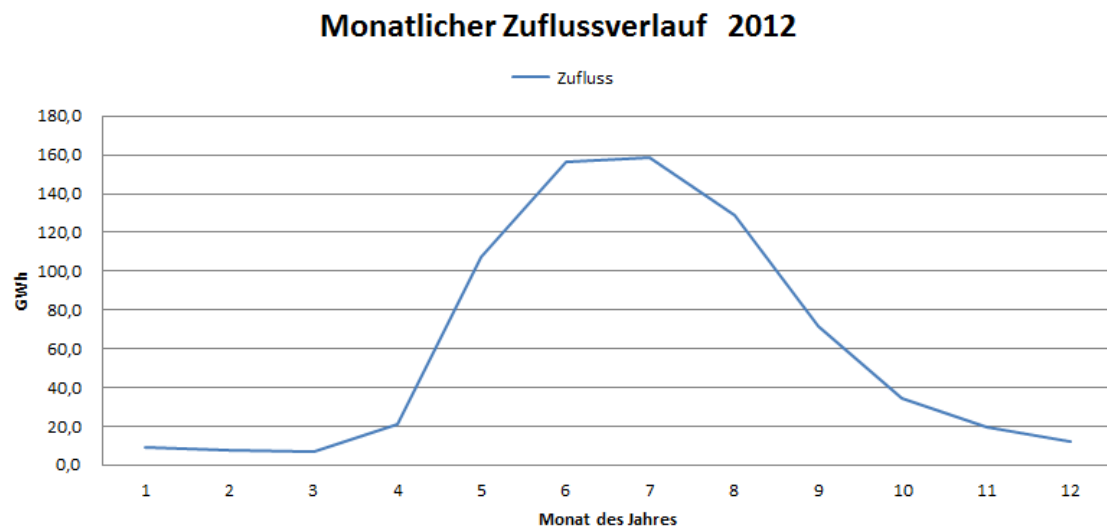


Abbildung 4.17: Monatszufluss Jahresspeicher, Quelle: Autor

Der nachfolgenden Abbildung ist zu entnehmen, dass in den Monaten mit den stärksten Zuflüssen die Preise am niedrigsten waren.

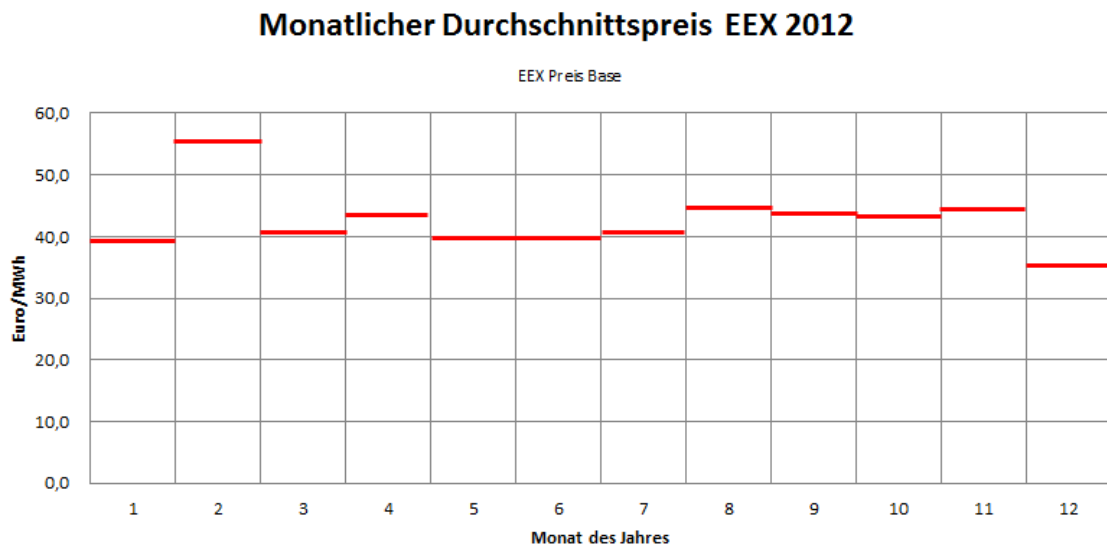


Abbildung 4.18: Monatspreise EEX Base 2012, Quelle: Autor

Österreich ist ein kleines, aber wasserreiches Land. Die Einzugsgebiete der Hauptflüsse Donau, Inn, Enns und Drau liegen in den Bereichen der Alpen, wo ab Mai die Schneeschmelze beginnt (siehe Abbildung 4.17). Alle großen Speicherkraftwerke in Österreich geben ihr Wasser über Zubringer letztlich in die Donau ab. Das abgearbeitete Schmelzwasser gelangt also nach relativ kurzer Zeit zu den Laufwasserkraftwerken, wo es immer wieder zur Stromproduktion eingesetzt wird.

Besondere Bedeutung kommt den Speichern in niederschlagsarmen Perioden zu. Geringe Wasserführung in den Flüssen ergibt weniger Erzeugung von Strom aus Laufwasserkraft und bei extremer Trockenheit auch Mangel an Kühlwasser für kalorische Kraftwerke oder Kernkraftwerke. Nicht selten kommt es während sehr heißer Sommermonate deswegen zu Kraftwerksstillständen mit erheblichen Produktionsrückgängen.

Folgenden Berechnungen liegt die Annahme zugrunde, dass Ober- und Unterbecken unbeschränkt bewirtschaftbar sind. Die Zuflüsse treten im Jahresverlauf, wie in Abbildung 4.17, auf und können jederzeit ohne Beschränkung zur Stromproduktion eingesetzt werden. Reservenhaltung in Ober- und Unterbecken sowohl hinsichtlich Wasserinhalt für Turbinenbetrieb als auch hinsichtlich Freiraum für Pumpbetrieb und unerwartete Zuflüsse (Starkregen oder Unwetter) werden nicht berücksichtigt.

Speicherinhalte und Zuflüsse werden zur Übersichtlichkeit der Berechnungen in Energieäquivalenten oder Arbeitsvermögen in [GWh] angegeben. Daraus lassen sich je nach installierter Turbinenleistung die jährlichen Volllaststunden ermitteln (siehe Tabelle 3.3).

Die nachfolgenden Tabellen 4.13 und 4.14 zeigen die Erlöse aus Vermarktung der Zuflüsse (200 - 2000 Stunden):

Errichtungskosten	Euro	0				
Kalkulationszinssatz	Prozent					
Abgabeleistung Turbine	MW	1	1	1	1	1
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserverbrauch Turbine	m3/sec	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Aufnahmeleistung Pumpe	MW	1	1	1	1	1
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserförderung Pumpe	m3/sec	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Anzahl Stunden (Zulauf)		200	400	600	800	1.000
Turbinenstunden		200	400	600	800	1.000
Pumpstunden		0	0	0	0	0
Erlös	Euro/Jahr	17.294	29.593	41.060	52.034	62.737
- Kapitalkosten	Euro/Jahr	0	0	0	0	0
- Wartung	Euro/Jahr	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Gewinn	Euro/Jahr	12.294	24.593	36.060	47.034	57.737

Tabelle 4.13: Erlöse aus Vermarktung Zufluss 200-1000 Stunden, Quelle: Autor

Errichtungskosten	Euro	0				
Kalkulationszinssatz	Prozent					
Abgabeleistung Turbine	MW	1	1	1	1	1
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserverbrauch Turbine	m3/sec	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Aufnahmeleistung Pumpe	MW	1	1	1	1	1
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserförderung Pumpe	m3/sec	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Anzahl Stunden (Zulauf)		1.200	1.400	1.600	1.800	2.000
Turbinenstunden		1.200	1.400	1.600	1.800	2.000
Pumpstunden		0	0	0	0	0
Erlös	Euro/Jahr	73.173	83.309	93.201	102.832	112.228
- Kapitalkosten	Euro/Jahr	0	0	0	0	0
- Wartung	Euro/Jahr	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Gewinn	Euro/Jahr	68.173	78.309	88.201	97.832	107.228

Tabelle 4.14: Erlöse aus Vermarktung Zufluss 1200-2000 Stunden, Quelle: Autor

Die nachfolgenden Tabellen 4.15 und 4.16 zeigen die Erlöse aus Vermarktung der Zuflüsse (2200 - 4000 Stunden):

Errichtungskosten	Euro	0				
Kalkulationszinssatz	Prozent					
Abgabeleistung Turbine	MW	1	1	1	1	1
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserverbrauch Turbine	m3/sec	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Aufnahmeleistung Pumpe	MW	1	1	1	1	1
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserförderung Pumpe	m3/sec	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Anzahl Stunden (Zulauf)		2.200	2.400	2.600	2.800	3.000
Turbinenstunden		2.200	2.400	2.600	2.800	3.000
Pumpstunden		0	0	0	0	0
Erlös	Euro/Jahr	121.440	130.486	139.350	147.979	156.443
- Kapitalkosten	Euro/Jahr	0	0	0	0	0
- Wartung	Euro/Jahr	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Gewinn	Euro/Jahr	116.440	125.486	134.350	142.979	151.443

Tabelle 4.15: Erlöse aus Vermarktung Zufluss 2200-3000 Stunden, Quelle: Autor

Errichtungskosten	Euro	0				
Kalkulationszinssatz	Prozent					
Abgabeleistung Turbine	MW	1	1	1	1	1
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserverbrauch Turbine	m3/sec	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Aufnahmeleistung Pumpe	MW	1	1	1	1	1
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserförderung Pumpe	m3/sec	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Anzahl Stunden (Zulauf)		3.200	3.400	3.600	3.800	4.000
Turbinenstunden		3.200	3.400	3.600	3.800	4.000
Pumpstunden		0	0	0	0	0
Erlös	Euro/Jahr	164.710	172.785	180.661	188.334	195.853
- Kapitalkosten	Euro/Jahr	0	0	0	0	0
- Wartung	Euro/Jahr	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Gewinn	Euro/Jahr	159.710	167.785	175.661	183.334	190.853

Tabelle 4.16: Erlöse aus Vermarktung Zufluss 3200-4000 Stunden, Quelle: Autor

Zusammenfassend zeigt Abbildung 4.19 die möglichen Erlöse aus Vermarktung des Zuflusses auf Preisbasis 2012 (siehe Abbildung 4.1):

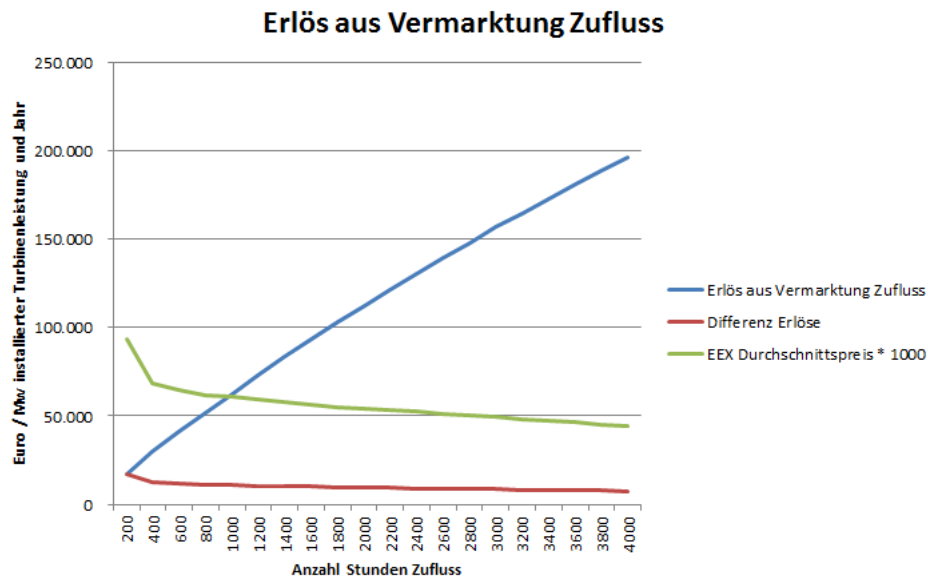


Abbildung 4.19: Erlöse aus Vermarktung Zufluss, Quelle: Autor

Die Preise sinken mit der Anzahl der Stunden, so kann man in der ersten Stunde 210,00 €/MWh, in der 4000. Stunde nur mehr 44,10 €/MWh erzielen.

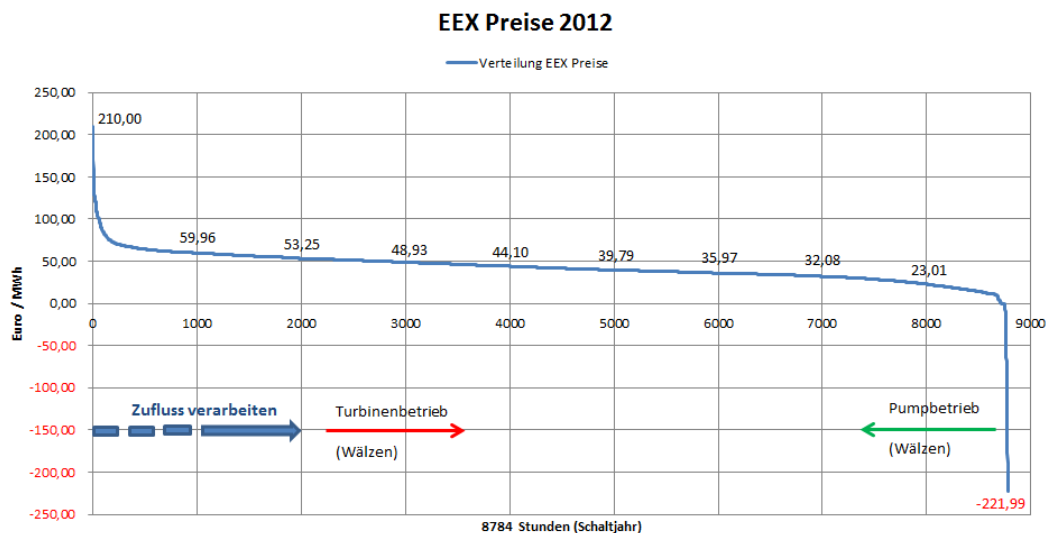


Abbildung 4.20: Vorrangige Vermarktung Zufluss, Quelle: Autor

4.2.2 Umlagerung Base/Peak

Wie auch aus Abbildung 4.8 zu ersehen, liegt das Erlösmaximum aus Umlagerung Base/Peak bei 1229 Turbinen- und 1639 Pumpstunden.

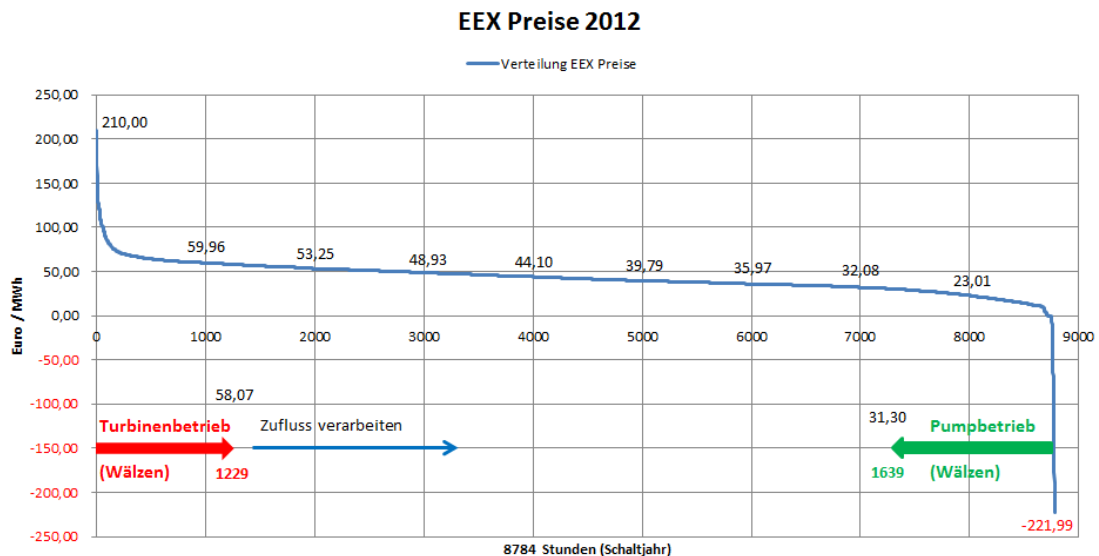


Abbildung 4.21: Vorrangige Umlagerung Base/Peak, Quelle: Autor

Für das Jahr 2012, wenn Preise und Zuflüsse bekannt sind, können wir die Vermarktungsstrategien vergleichen. Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die Erlöse, wenn erst die Zuflüsse verarbeitet werden und in den verbleibenden Stunden Pumpstrom gekauft und später als Spitzenstrom vermarktet wird.

Errichtungskosten	Euro	0				
Kalkulationszinssatz	Prozent					
Abgabeleistung Turbine	MW	1	1	1	1	1
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserverbrauch Turbine	m3/sec	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Aufnahmeleistung Pumpe	MW	1	1	1	1	1
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserförderung Pumpe	m3/sec	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Anzahl Stunden (Zufluss)		100	200	300	400	500
Turbinenstunden		1.299	1.351	1.430	1.497	1.549
Pumpstunden		1.599	1.535	1.507	1.463	1.399
Erlös	Euro/Jahr	36.359	41.415	46.423	51.400	56.326
- Kapitalkosten	Euro/Jahr	0	0	0	0	0
- Wartung	Euro/Jahr	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Gewinn	Euro/Jahr	31.359	36.415	41.423	46.400	51.326

Tabelle 4.17: Erlös Verarbeitung Zufluss 100-500 Stunden vor Umlagerung Base/Peak, Quelle: Autor

Errichtungskosten	Euro	0				
Kalkulationszinssatz	Prozent					
Abgabeleistung Turbine	MW	1	1	1	1	1
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserverbrauch Turbine	m3/sec	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Aufnahmeleistung Pumpe	MW	1	1	1	1	1
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserförderung Pumpe	m3/sec	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Anzahl Stunden (Zufluss)		600	700	800	900	1.000
Turbinenstunden		1.625	1.695	1.783	1.850	1.929
Pumpstunden		1.367	1.327	1.311	1.267	1.239
Erlös	Euro/Jahr	61.210	66.033	70.832	75.599	80.303
- Kapitalkosten	Euro/Jahr	0	0	0	0	0
- Wartung	Euro/Jahr	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Gewinn	Euro/Jahr	56.210	61.033	65.832	70.599	75.303

Tabelle 4.18: Erlös Verarbeitung Zufluss 600-1000 Stunden vor Umlagerung Base/Peak, Quelle: Autor

Errichtungskosten	Euro	0				
Kalkulationszinssatz	Prozent					
Abgabeleistung Turbine	MW	1	1	1	1	1
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserverbrauch Turbine	m3/sec	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Aufnahmeleistung Pumpe	MW	1	1	1	1	1
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserförderung Pumpe	m3/sec	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Anzahl Stunden (Zufluss)		1.100	1.200	1.300	1.400	1.500
Turbinenstunden		1.978	2.066	2.157	2.239	2.315
Pumpstunden		1.171	1.155	1.143	1.119	1.087
Erlös	Euro/Jahr	84.965	89.587	94.190	98.770	103.297
- Kapitalkosten	Euro/Jahr	0	0	0	0	0
- Wartung	Euro/Jahr	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Gewinn	Euro/Jahr	79.965	84.587	89.190	93.770	98.297

Tabelle 4.19: Erlös Verarbeitung Zufluss 1100-1500 Stunden vor Umlagerung Base/Peak, Quelle: Autor

Errichtungskosten	Euro	0				
Kalkulationszinssatz	Prozent					
Abgabeleistung Turbine	MW	1	1	1	1	1
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserverbrauch Turbine	m3/sec	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Aufnahmeleistung Pumpe	MW	1	1	1	1	1
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserförderung Pumpe	m3/sec	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Anzahl Stunden (Zufluss)		1.600	1.700	1.800	1.900	2.000
Turbinenstunden		2.415	2.491	2.573	2.643	2.728
Pumpstunden		1.087	1.055	1.031	991	971
Erlös	Euro/Jahr	107.794	112.258	116.666	121.027	125.339
- Kapitalkosten	Euro/Jahr	0	0	0	0	0
- Wartung	Euro/Jahr	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Gewinn	Euro/Jahr	102.794	107.258	111.666	116.027	120.339

Tabelle 4.20: Erlös Verarbeitung Zufluss 1600-2000 Stunden vor Umlagerung Base/Peak, Quelle: Autor

Ausgehend von Abbildung 4.20, ist zu ersehen, dass je mehr Stunden mit höheren erzielbaren Preisen für die Verarbeitung des Zuflusses herangezogen werden, desto weniger Stunden für den sogenannten Wälzbetrieb bleiben.

Die nachfolgenden Tabellen zeigen die Erlöse, wenn zur Erzielung des maximalen Erlöses aus Umlagerung Base/Peak erst die höherpreisigen Stunden und in der Folge die verbleibenden Stunden für die Verarbeitung des Zuflusses herangezogen werden.

Errichtungskosten	Euro	0				
Kalkulationszinssatz	Prozent					
Abgabeleistung Turbine	MW	1	1	1	1	1
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserverbrauch Turbine	m3/sec	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Aufnahmeleistung Pumpe	MW	1	1	1	1	1
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserförderung Pumpe	m3/sec	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Anzahl Stunden (Zufluss)		100	200	300	400	500
Turbinenstunden		1.329	1.429	1.529	1.629	1.729
Pumpstunden		1.639	1.639	1.639	1.639	1.639
Erlös	Euro/Jahr	36.350	41.366	46.329	51.219	56.034
- Kapitalkosten	Euro/Jahr	0	0	0	0	0
- Wartung	Euro/Jahr	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Gewinn	Euro/Jahr	31.350	36.366	41.329	46.219	51.034

Tabelle 4.21: Erlös Umlagerung Base/Peak vor Verarbeitung Zufluss 100-500 Stunden, Quelle: Autor

Errichtungskosten	Euro	0				
Kalkulationszinssatz	Prozent					
Abgabeleistung Turbine	MW	1	1	1	1	1
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserverbrauch Turbine	m3/sec	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Aufnahmeleistung Pumpe	MW	1	1	1	1	1
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserförderung Pumpe	m3/sec	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Anzahl Stunden (Zufluss)		600	700	800	900	1.000
Turbinenstunden		1.829	1.929	2.029	2.129	2.229
Pumpstunden		1.639	1.639	1.639	1.639	1.639
Erlös	Euro/Jahr	60.823	65.534	70.175	74.785	79.374
- Kapitalkosten	Euro/Jahr	0	0	0	0	0
- Wartung	Euro/Jahr	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Gewinn	Euro/Jahr	55.823	60.534	65.175	69.785	74.374

Tabelle 4.22: Erlös Umlagerung Base/Peak vor Verarbeitung Zufluss 600-1000 Stunden, Quelle: Autor

Errichtungskosten	Euro	0				
Kalkulationszinssatz	Prozent					
Abgabeleistung Turbine	MW	1	1	1	1	1
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserverbrauch Turbine	m3/sec	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Aufnahmeleistung Pumpe	MW	1	1	1	1	1
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserförderung Pumpe	m3/sec	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Anzahl Stunden (Zufluss)		1.100	1.200	1.300	1.400	1.500
Turbinenstunden		2.329	2.429	2.529	2.629	2.729
Pumpstunden		1.639	1.639	1.639	1.639	1.639
Erlös	Euro/Jahr	83.900	88.395	92.840	97.219	101.534
- Kapitalkosten	Euro/Jahr	0	0	0	0	0
- Wartung	Euro/Jahr	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Gewinn	Euro/Jahr	78.900	83.395	87.840	92.219	96.534

Tabelle 4.23: Erlös Umlagerung Base/Peak vor Verarbeitung Zufluss 1100-1500 Stunden, Quelle: Autor

Errichtungskosten	Euro	0				
Kalkulationszinssatz	Prozent					
Abgabeleistung Turbine	MW	1	1	1	1	1
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserverbrauch Turbine	m3/sec	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Aufnahmeleistung Pumpe	MW	1	1	1	1	1
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserförderung Pumpe	m3/sec	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Anzahl Stunden (Zufluss)		1.600	1.700	1.800	1.900	2.000
Turbinenstunden		2.829	2.929	3.029	3.129	3.229
Pumpstunden		1.639	1.639	1.639	1.639	1.639
Erlös	Euro/Jahr	105.829	110.069	114.264	118.407	122.501
- Kapitalkosten	Euro/Jahr	0	0	0	0	0
- Wartung	Euro/Jahr	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Gewinn	Euro/Jahr	100.829	105.069	109.264	113.407	117.501

Tabelle 4.24: Erlös Umlagerung Base/Peak vor Verarbeitung Zufluss 1600-2000 Stunden, Quelle: Autor

Errichtungskosten	Euro	0				
Kalkulationszinssatz	Prozent					
Abgabeleistung Turbine	MW	1	1	1	1	1
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserverbrauch Turbine	m3/sec	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Aufnahmeleistung Pumpe	MW	1	1	1	1	1
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserförderung Pumpe	m3/sec	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Anzahl Stunden (Zufluss)		2.100	2.200	2.300	2.400	2.500
Turbinenstunden		3.329	3.429	3.529	3.629	3.729
Pumpstunden		1.639	1.639	1.639	1.639	1.639
Erlös	Euro/Jahr	126.550	130.548	134.496	138.395	142.238
- Kapitalkosten	Euro/Jahr	0	0	0	0	0
- Wartung	Euro/Jahr	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Gewinn	Euro/Jahr	121.550	125.548	129.496	133.395	137.238

Tabelle 4.25: Erlös Umlagerung Base/Peak vor Verarbeitung Zufluss 2100-2500 Stunden, Quelle: Autor

Der Vergleich der beiden Vermarktungsstrategien stellt sich wie folgt dar:

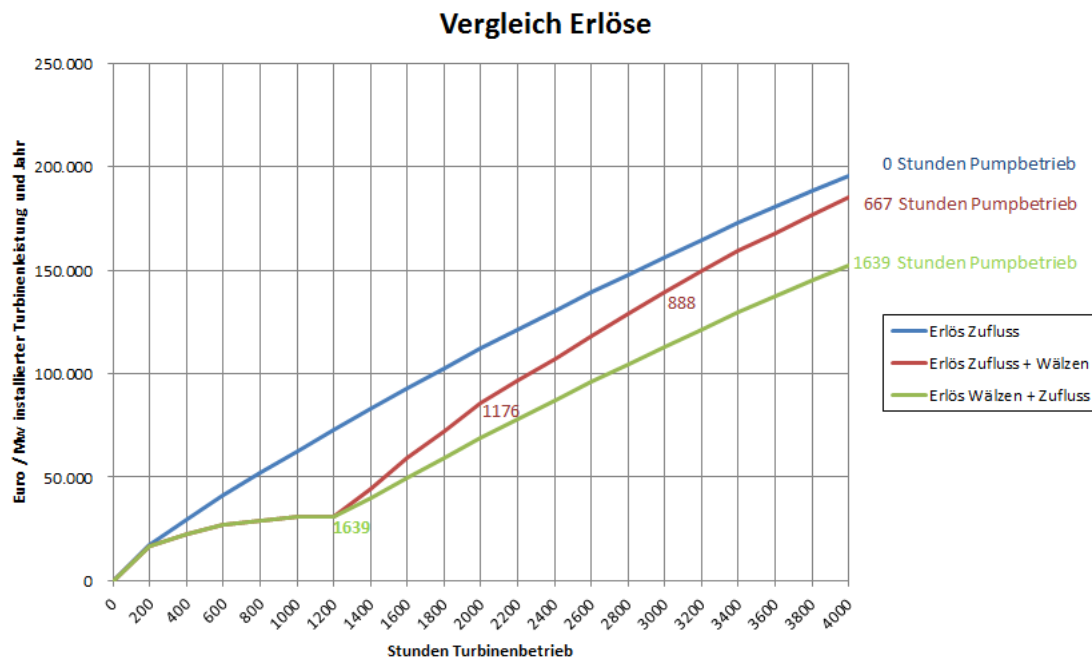


Abbildung 4.22: Vergleich Erlöse, Quelle: Autor

Die blaue Kurve Erlös Zufluss ist eine theoretische Grenzlinie, die durch keine Strategie überschritten werden kann. Der natürliche Zufluss ist der kostenlose Rohstoff zur Produktion von elektrischer Energie, bei der keine Verluste durch Pumpen anfallen. In Österreich gibt es keinen Speicher, der einen natürlichen Zufluss in der Größenordnung von 4000 Volllaststunden Turbinenbetrieb hat (siehe Tabelle 3.3).

Mit der Strategie, vorrangig den Zufluss zu verarbeiten (rote Linie), und die verbleibenden Stunden zur Umlagerung Base/Peak zu nützen, ist ein höherer Erlös zu erzielen, als vorrangig die Umlagerung Base/Peak zu betreiben (grüne Linie) und in den verbleibenden Stunden den Zufluss zu verarbeiten. Dieses Ergebnis führt zu der Frage, ob sich eine leistungstechnische Aufrüstung bestehender Pumpspeicherkraftwerke lohnt, denn mit mehr Turbinenleistung könnte in den Stunden höherer erzielbarer Preise mehr Strom produziert und verkauft werden.

Da in Österreich aus gesellschaftspolitischen Gründen in absehbarer Zeit keine hochalpinen Pumpspeicherkraftwerke errichtet werden können, liegen leistungstechnische Aufrüstungen bestehender Kraftwerke ohne besondere Umweltbeeinträchtigungen im Fokus der Überlegungen. Bevorzugt werden daher unterirdische Baumaßnahmen unter Ausnützung vorhandener Speicherbecken.

Die nachfolgenden Berechnungen basieren auf den Projektdaten des Pumpspeicherkraftwerkes Limberg II als Erweiterung der Kraftwerksgruppe Kaprun in Österreich:

Inhalt (Oberbecken) Speichersee Mooserboden:	84,9 Mio. m ³
Inhalt (Unterbecken) Speichersee Wasserfallboden:	81,2 Mio. m ³
Durchfluss Turbinenbetrieb (alt):	36 m ³ /sec
Durchfluss Pumpbetrieb (alt):	27 m ³ /sec
Maschinenleistung Turbine (alt):	112 MW
Maschinenleistung Pumpe (alt):	130 MW
Durchfluss Turbinenbetrieb (zusätzlich):	2 x 72 m ³ /sec
Durchfluss Pumpbetrieb (zusätzlich):	2 x 54 m ³ /sec
Maschinenleistung (zusätzlich):	2 x 240 MW
Investitionskosten:	rund 365 Mio. €

Errichtet man neben einem bestehenden Pumpspeicherkraftwerk ein zusätzliches Kraftwerk, so steigt zwar die Pump- und Turbinenleistung, aber alle Maschinensätze müssen sich nun Zufluss, Inhalt und Fassungsvermögen des Ober- und Unterbeckens teilen. Daher erfordert das erweiterte Kraftwerk ein neues Bewirtschaftungskonzept. Wie aus Tabelle 4.26 ersichtlich ist, schmälern die neuen Maschinensätze den Erlös aus dem Betrieb der bestehenden Pump-Turbinen, weil sich aus dem gleichen Zufluss nun weniger Volllaststunden ergeben.

Errichtungskosten	Euro	0					
Kalkulationszinssatz	Prozent						
Abgabeleistung Turbine	MW	112	112	112	112	112	112
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserverbrauch Turbine	m ³ /sec	36,00	36,00	36,00	36,00	36,00	36,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Aufnahmeleistung Pumpe	MW	130	130	130	130	130	130
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserförderung Pumpe	m ³ /sec	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Anzahl Stunden (Zulauf)		1.938	2.563	2.251	775	1.025	900
Turbinenstunden		1.938	2.563	2.251	775	1.025	900
Pumpstunden		0	0	0	0	0	0
Erlös	Euro/Jahr	12.247.068	15.425.621	13.836.344	5.676.060	7.174.772	6.425.416
- Kapitalkosten	Euro/Jahr	0	0	0	0	0	0
- Wartung	Euro/Jahr	605.000	605.000	605.000	605.000	605.000	605.000
Gewinn	Euro/Jahr	11.642.068	14.820.621	13.231.344	5.071.060	6.569.772	5.820.416

Tabelle 4.26: Erlösschmälerung Bestand, Quelle: Autor

In Abhängigkeit von der Zuflusssituation sinkt im Durchschnitt der Erlös von 13,8 auf 6,4 Mio. €/Jahr, also um etwa 7,5 Mio. €/Jahr.

Der Strategie, vorrangig den Zufluss zu verarbeiten, folgend (siehe Abbildung 4.22) betrachten wir die Erlössituation der Kraftwerksaufrüstung allein:

Errichtungskosten	Euro	365.000.000				
Kalkulationszinssatz	Prozent	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00
Abgabeleistung Turbine	MW	480	480	480	480	480
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserverbrauch Turbine	m3/sec	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Aufnahmeleistung Pumpe	MW	480	480	480	480	480
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserförderung Pumpe	m3/sec	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Anzahl Stunden (Zufluss)		775	775	775	775	775
Turbinenstunden		1.761	1.761	1.761	1.761	1.761
Pumpstunden		1.315	1.315	1.315	1.315	1.315
Erlös	Euro/Jahr	33.423.902	33.423.902	33.423.902	33.423.902	33.423.902
- Kapitalkosten	Euro/Jahr	9.312.100	11.132.500	14.185.900	16.990.800	19.993.500
- Wartung	Euro/Jahr	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000
Gewinn	Euro/Jahr	21.711.802	19.891.402	16.838.002	14.033.102	11.030.402

Tabelle 4.27: Erlös Aufrüstung bei 775 Volllaststunden, Quelle: Autor

Errichtungskosten	Euro	365.000.000				
Kalkulationszinssatz	Prozent	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00
Abgabeleistung Turbine	MW	480	480	480	480	480
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserverbrauch Turbine	m3/sec	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Aufnahmeleistung Pumpe	MW	480	480	480	480	480
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserförderung Pumpe	m3/sec	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Anzahl Stunden (Zufluss)		1.025	1.025	1.025	1.025	1.025
Turbinenstunden		1.936	1.936	1.936	1.936	1.936
Pumpstunden		1.215	1.215	1.215	1.215	1.215
Erlös	Euro/Jahr	39.106.704	39.106.704	39.106.704	39.106.704	39.106.704
- Kapitalkosten	Euro/Jahr	9.312.100	11.132.500	14.185.900	16.990.800	19.993.500
- Wartung	Euro/Jahr	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000
Gewinn	Euro/Jahr	27.394.604	25.574.204	22.520.804	19.715.904	16.713.204

Tabelle 4.28: Erlös Aufrüstung bei 1025 Volllaststunden, Quelle: Autor

Das neue Pumpspeicherkraftwerk allein erzielt bei mittlerer Wasserführung und ungestörten Betriebsbedingungen selbst bei relativ hohen Kalkulationszinssätzen einen Gewinn. Aufgrund der Preissituation verbleiben aber durchschnittlich nur mehr 1250 Stunden im Jahr, in denen sich der Wälzbetrieb lohnt.

Die wirtschaftliche Lage des gesamten Kraftwerkes, Bestand und Zubau zusammen, ergibt folgendes Bild:

Errichtungskosten	Euro	365.000.000				
Kalkulationszinssatz	Prozent	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00
Abgabeleistung Turbine	MW	592	592	592	592	592
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserverbrauch Turbine	m3/sec	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Aufnahmeleistung Pumpe	MW	610	610	610	610	610
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserförderung Pumpe	m3/sec	135,00	135,00	135,00	135,00	135,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Anzahl Stunden (Zufluss)		775	775	775	775	775
Turbinenstunden		1.674	1.674	1.674	1.674	1.674
Pumpstunden		1.199	1.199	1.199	1.199	1.199
Erlös	Euro/Jahr	40.690.955	40.690.955	40.690.955	40.690.955	40.690.955
- Kapitalkosten	Euro/Jahr	9.312.100	11.132.500	14.185.900	16.990.800	19.993.500
- Wartung	Euro/Jahr	3.005.000	3.005.000	3.005.000	3.005.000	3.005.000
Gewinn	Euro/Jahr	28.373.855	26.553.455	23.500.055	20.695.155	17.692.455

Tabelle 4.29: Erlös gesamt bei 775 Volllaststunden, Quelle: Autor

Errichtungskosten	Euro	365.000.000				
Kalkulationszinssatz	Prozent	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00
Abgabeleistung Turbine	MW	592	592	592	592	592
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserverbrauch Turbine	m3/sec	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Aufnahmeleistung Pumpe	MW	610	610	610	610	610
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserförderung Pumpe	m3/sec	135,00	135,00	135,00	135,00	135,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Anzahl Stunden (Zufluss)		1.025	1.025	1.025	1.025	1.025
Turbinenstunden		1.873	1.873	1.873	1.873	1.873
Pumpstunden		1.131	1.131	1.131	1.131	1.131
Erlös	Euro/Jahr	47.761.232	47.761.232	47.761.232	47.761.232	47.761.232
- Kapitalkosten	Euro/Jahr	9.312.100	11.132.500	14.185.900	16.990.800	19.993.500
- Wartung	Euro/Jahr	3.005.000	3.005.000	3.005.000	3.005.000	3.005.000
Gewinn	Euro/Jahr	35.444.132	33.623.732	30.570.332	27.765.432	24.762.732

Tabelle 4.30: Erlös gesamt bei 1025 Volllaststunden, Quelle: Autor

Diese Berechnungen zeigen ein recht zufriedenstellendes Bild der wirtschaftlichen Situation. Die nachfolgenden Abbildungen zeigen, dass sich sogar der Einbau von Dreimaschinensätzen gelohnt hätte, obwohl die Investitionssumme wahrscheinlich bis auf 550 Mio. € angewachsen wäre.

Errichtungskosten	Euro	550.000.000				
Kalkulationszinssatz	Prozent	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00
Abgabeleistung Turbine	MW	592	592	592	592	592
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserverbrauch Turbine	m3/sec	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Aufnahmeleistung Pumpe	MW	610	610	610	610	610
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserförderung Pumpe	m3/sec	135,00	135,00	135,00	135,00	135,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Anzahl Stunden (Zufluss)		775	775	775	775	775
Turbinenstunden		1.674	1.674	1.674	1.674	1.674
Pumpstunden		1.199	1.199	1.199	1.199	1.199
Erlös	Euro/Jahr	40.690.955	40.690.955	40.690.955	40.690.955	40.690.955
- Kapitalkosten	Euro/Jahr	14.032.000	17.502.800	21.376.000	25.602.600	30.127.200
- Wartung	Euro/Jahr	3.005.000	3.005.000	3.005.000	3.005.000	3.005.000
Gewinn	Euro/Jahr	23.653.955	20.183.155	16.309.955	12.083.355	7.558.755

Tabelle 4.31: Erlös Einbau 3-Maschinensätze, Quelle: Autor

Errichtungskosten	Euro	550.000.000				
Kalkulationszinssatz	Prozent	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00
Abgabeleistung Turbine	MW	592	592	592	592	592
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserverbrauch Turbine	m3/sec	180,00	180,00	180,00	180,00	180,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Aufnahmeleistung Pumpe	MW	610	610	610	610	610
Verlustfaktor (Teillast)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Wasserförderung Pumpe	m3/sec	135,00	135,00	135,00	135,00	135,00
Tarifzuschlag (Netz)	Euro/MWh	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
variable Kosten (Betrieb)	Euro/MWh	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Anzahl Stunden (Zufluss)		1.025	1.025	1.025	1.025	1.025
Turbinenstunden		1.873	1.873	1.873	1.873	1.873
Pumpstunden		1.131	1.131	1.131	1.131	1.131
Erlös	Euro/Jahr	47.761.232	47.761.232	47.761.232	47.761.232	47.761.232
- Kapitalkosten	Euro/Jahr	14.032.000	17.502.800	21.376.000	25.602.600	30.127.200
- Wartung	Euro/Jahr	3.005.000	3.005.000	3.005.000	3.005.000	3.005.000
Gewinn	Euro/Jahr	30.724.232	27.253.432	23.380.232	19.153.632	14.629.032

Tabelle 4.32: Erlös Einbau 3-Maschinensätze, Quelle: Autor

Diese Ergebnisse beruhen vor allem auf der Kenntnis gesammelter Daten und der Annahme, dass das Preisniveau nicht weiter absinkt, sondern langfristig zumindest stabil bleibt. Besonders zu berücksichtigen ist auch die Tatsache, dass im realen Betrieb nur Prognosewerte für Preise und Zuflüsse vorliegen. Die konsequente Durchführung einer Vermarktungsstrategie scheitert oft an den sich zu rasch ändernden Marktbedingungen.

Die meisten alpinen Jahresspeicher werden daher letztlich aus Kapazitätsgründen zyklisch nach ihren Zuflüssen und den zu erwartenden Preisen bewirtschaftet.

Der Verlauf einer möglichen Bewirtschaftung könnte folgendermaßen aussehen:

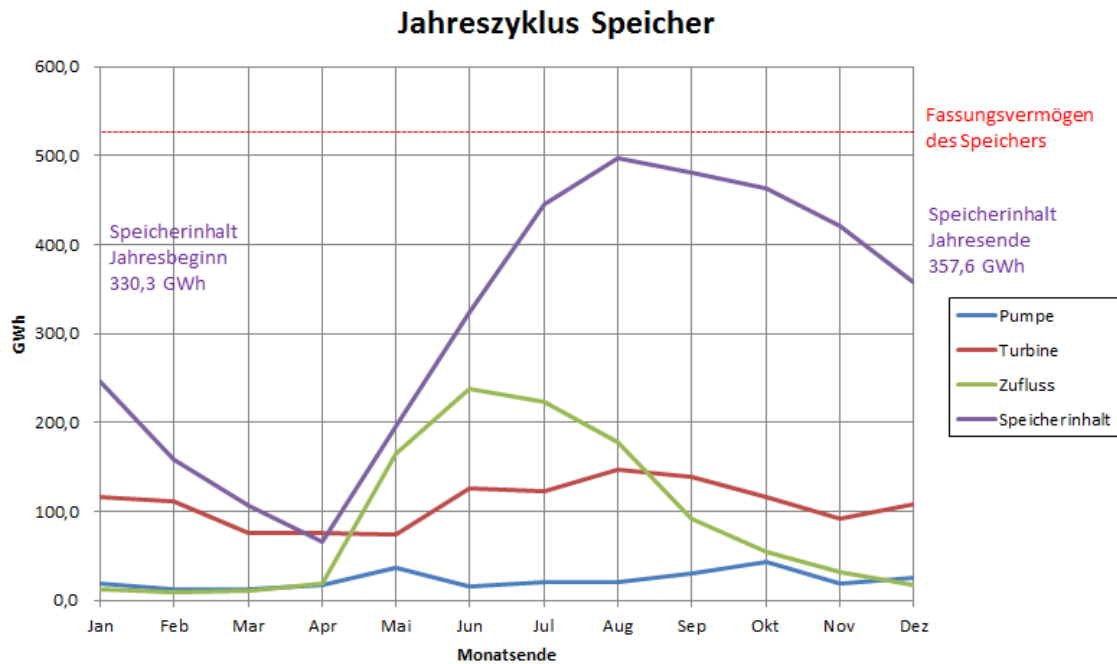


Abbildung 4.23: Jahreszyklus Speicher, Quelle: Autor

Speicherinhalt (Monat) = Speicherinhalt (Vormonat) + Zufluss (Monat) + Pumpe (Monat) - Turbine (Monat)

Ausgehend von den monatlichen Durchschnittspreisen für das Jahr 2012 (siehe Abbildung 4.18), wo lediglich der Monat Februar erheblich über dem Jahresdurchschnitt von 42,60 €/MWh lag, wird in den ersten Monaten des Jahres für den Turbinenbetrieb mehr Wasser dem Speicher entnommen, als zufließt und hochgepumpt wird. Im Laufe des Monats April setzen die Zuflüsse aus Schneeschmelze ein, die bis Ende August immer mehr Wasser zubringen, als durch die Turbinen abgearbeitet werden kann. Daher ist es meist notwendig, bis Ende April den Speicher fast zu entleeren, um danach den Zufluss aufnehmen zu können.

Während der Sommermonate muss oft ein verstärkter Turbinenbetrieb einsetzen, auch wenn die Preise nur durchschnittlich oder gar unter dem Durchschnitt liegen. Der stärkste Einsatz erfolgt im August und September, um den Speicher nicht zum Überlaufen zu bringen. Für unvorhersehbare Niederschlagsereignisse ist ein Freiraum zu halten.

Die Errichtung neuer Pumpspeicherkraftwerke, die vorhandene Speicherbecken nützen, hat daher einen wesentlichen Einfluss auf Bewirtschaftungsmöglichkeiten des gesamten Speichersystems. Durch die installierte höhere Turbinenleistung kann zwar in den hochpreisigen Stunden mehr Strom produziert und vermarktet werden, doch das verfügbare Wasser muss über das Jahr besser verteilt werden.

4.2.3 Systemdienstleistungen

Zu den Systemdienstleistungen zählt die Mitwirkung an der Aufbringung von Regelenergie. Bei herkömmlichen Pumpturbinen ist nur eine Betriebsart möglich, entweder Pump- oder Turbinenbetrieb. Ein hydraulischer Kurzschluss ist daher nur mit zwei Maschinen möglich. Bei einem 3-Maschinensatz können sowohl Pumpe oder Turbine als auch Pumpe und Turbine gleichzeitig am Netz sein. Zur Bereitstellung von Regelenergie sind Dreimaschinensätze mit Pelton-Turbine, Motorgenerator, Wandler und Pumpe am besten geeignet. Die folgenden Berechnungen gehen daher von den Plandaten des Kraftwerkes Kops II in Österreich aus.

Inhalt (Oberbecken) Kopssee:	43 Mio. m ³
Inhalt (Unterbecken) Rifasee:	1,1 Mio. m ³
Durchfluss Turbinenbetrieb:	3 x 25,3 m ³ /sec
Durchfluss Pumpbetrieb:	3 x 19,3 m ³ /sec
Leistung Turbine:	3 x 175 MW
Leistung Pumpe:	3 x 150 MW
Investitionskosten:	rund 400 Mio. €

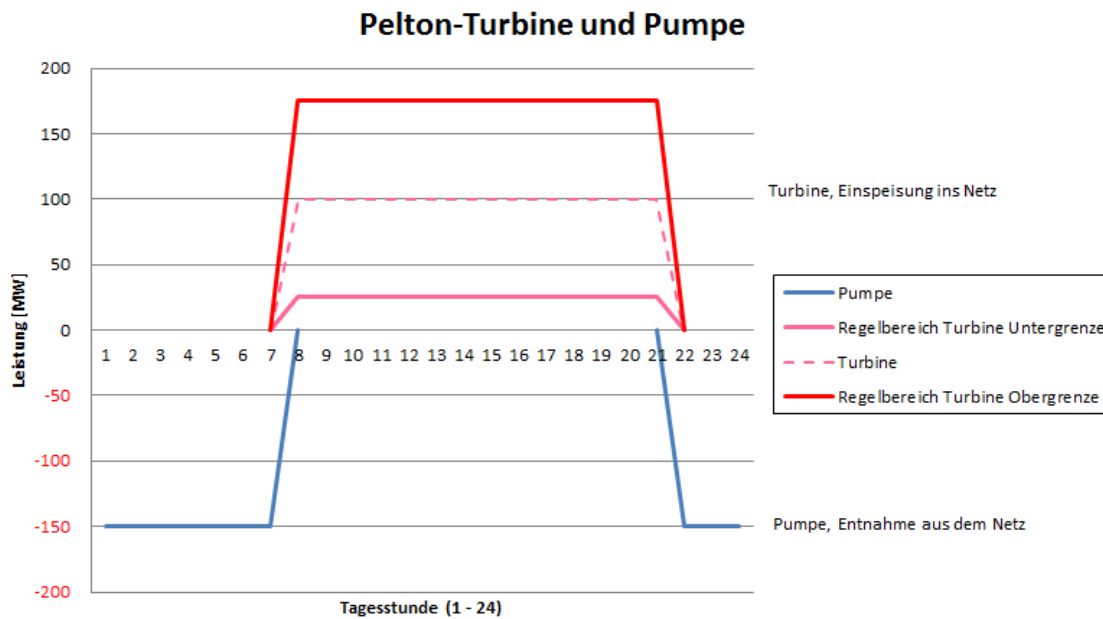


Abbildung 4.24: Leistung Pelton-Turbine und Pumpe, Quelle: Autor

Die Pumpe entnimmt dem Netz immer eine konstante Leistung von 150 MW, während die Pelton-Turbine von 25-175 MW ins Netz einspeisen kann. Leistungsabgaben unter 25 MW sind nur im hydraulischen Kurzschluss sinnvoll. Im normalen Turbinenbetrieb ist der Betreiber stets bemüht, Wirkungsgradverluste zu vermeiden.

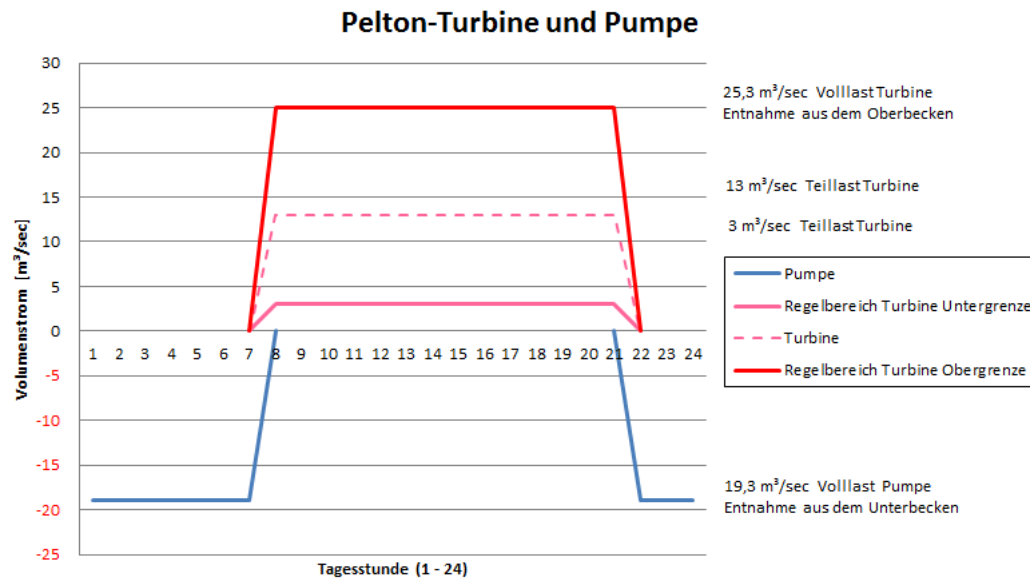


Abbildung 4.25: Volumenstrom Pelton-Turbine und Pumpe, Quelle: Autor

Mit einem Wirkungsgradverlust geht auch ein Wasserverlust einher. Daher ist es günstiger mit zwei Turbinen kleinere Regelbereiche $\pm 20\%$ abzudecken, als mit einer Turbine einen Bereich von $\pm 40\%$.

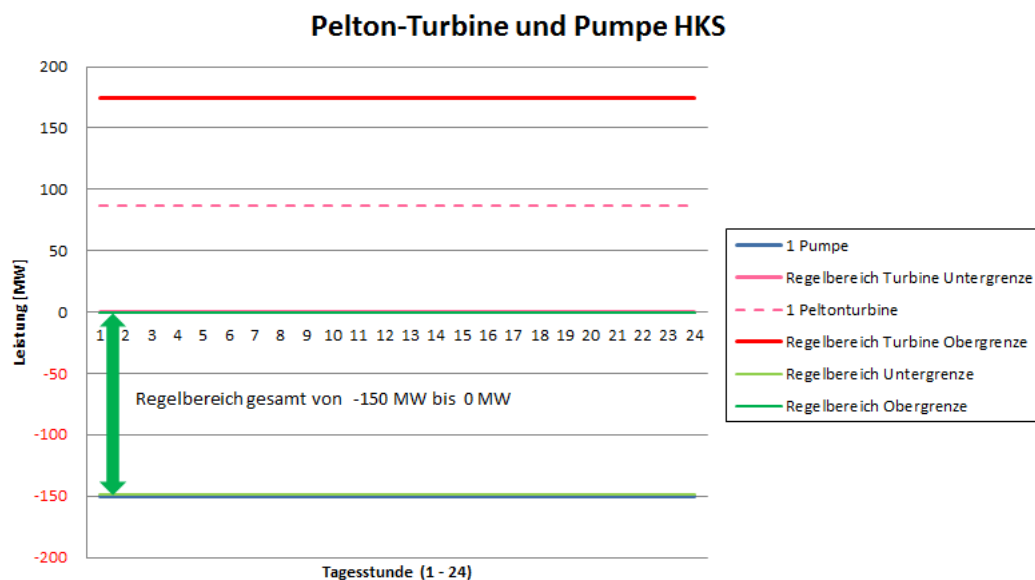


Abbildung 4.26: Leistung Pelton-Turbine und Pumpe im HKS, Quelle: Autor

Der Regelbetrieb wird dadurch gewährleistet, dass bei konstanter Leistungsaufnahme der Pumpe aus dem Netz gleichzeitig eine variable Leistungsabgabe der Turbine ins Netz stattfindet. Auf diese Weise kann im Pumpbetrieb Regelenergie ohne regelbare Pumpe zur Verfügung gestellt werden.

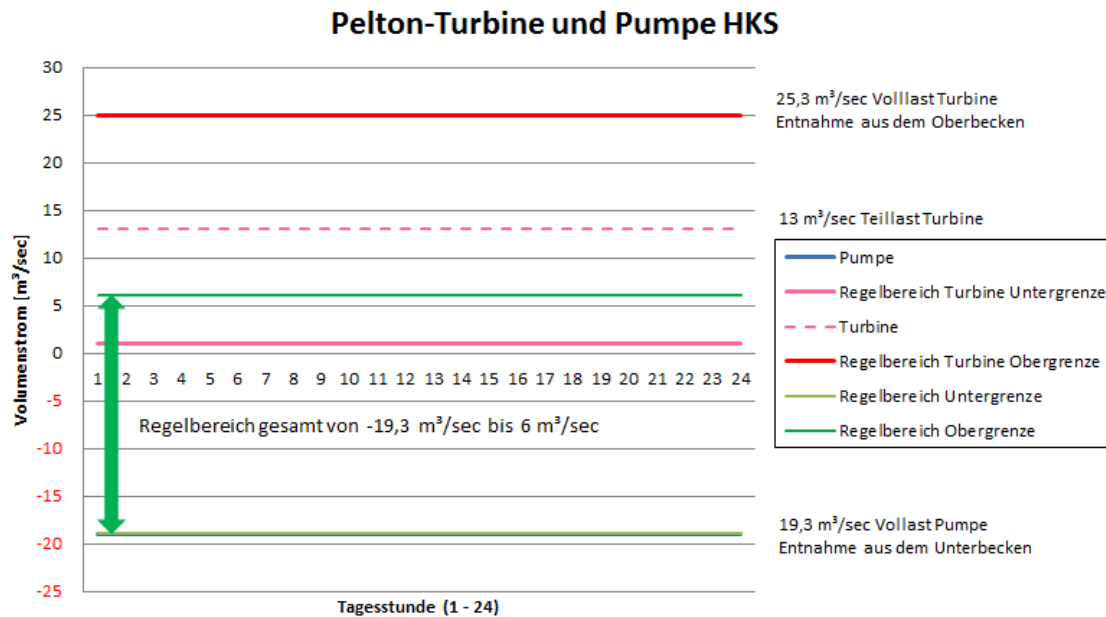


Abbildung 4.27: Volumenstrom Pelton-Turbine und Pumpe im HKS, Quelle: Autor

Diese Betriebsart ist aufgrund des deutlich geringeren Wirkungsgradverlustes von Pelton- gegenüber Francisturbinen im Teillastbereich (siehe Abbildung 2.3) nur mit einem Dreimaschinensatz Pelton-turbine-Motorgenerator-Pumpe sinnvoll.

Francisturbine			Peltonturbine		
Volumenstrom [%]	Wirkungsgrad- verlust	Leistung [%]	Volumenstrom [%]	Wirkungsgrad- verlust	Leistung [%]
100	1,00	100,0	100	1,00	100,0
90	0,99	89,1	90	1,00	90,0
80	0,98	78,4	80	1,00	80,0
70	0,95	66,5	70	1,00	70,0
60	0,91	54,6	60	0,99	59,4
50	0,83	41,5	50	0,98	49,0
40	0,71	28,4	40	0,97	38,8
30	0,52	15,6	30	0,94	28,2
20	0,25	5,0	20	0,85	17,0

Tabelle 4.33: Vergleich Wirkungsgradverlust Francis-Pelton-Turbine, Quelle: Autor

Ohne auf Unterschiede zwischen Francisturbinen-Schnell- und Langsamläufer einzugehen, ist aus Tabelle 4.33 zu ersehen, dass die Peltonturbine in einem Bereich bis 70% nahezu keinen Wirkungsgradverlust aufweist und daher für den hydraulischen Kurzschluss am besten geeignet ist.

Da im Übertragungsnetz entweder Mangel (Verbrauch > Erzeugung) oder Überschuss (Verbrauch < Erzeugung) herrscht, muss die Differenz ausgeglichen werden. Ausgehend von den Annahmen zum Regelenergiemarkt (siehe Abbildung 4.2), stellen Kraftwerksbetreiber Sekundär- oder Tertiärregelenergie (siehe Abbildung 3.4) auf Abruf zur Verfügung. Positive Leistungsbereitstellung bedeutet, dass bei Bedarf ein Energiemangel im Netz durch Einspeisung (Erzeugungserhöhung durch Turbinen) ausgeglichen wird. Negative Leistungsbereitstellung bedeutet, dass bei Bedarf ein Überschuss im Netz durch Reduktion der Einspeisung (Erzeugungsverminderung durch Turbinen oder Verbrauchserhöhung durch Pumpen) ausgeglichen wird.

Die Erzeugungserhöhung im Turbinenbetrieb ist bei schon am Netz befindlichen Turbinen nur dann möglich, wenn sie nicht schon ihre volle Leistung bringen. Sie werden mit einer mittleren Leistungsabgabe betrieben und können sehr rasch innerhalb eines festgelegten Bereiches ihre Leistung anpassen (Primärregelung). Da Turbinen sehr schnell Energie liefern können, werden sie darüber hinaus bei Bedarf ans Netz geschaltet und sind in der Lage, innerhalb von 5 Minuten ihre Maximalleistung zu erbringen (Sekundärregelung).

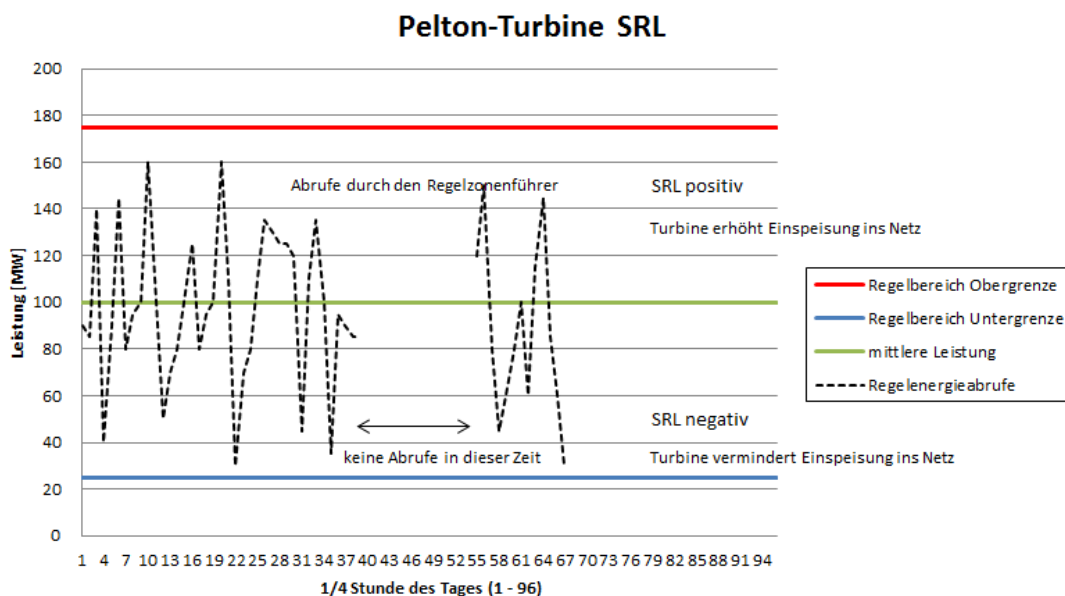


Abbildung 4.28: Sekundärregelung Pelton-Turbine, Quelle: Autor

Trotz Überschuss im Netz ist es oft nicht möglich, die Erzeugung zu reduzieren (Windkraft- und Laufwasserkrafterzeugung), es muss also der Verbrauch erhöht werden. Dies geschieht durch Reduktion der Turbinenerzeugung oder Zuschalten von Pumpen (Verbrauchern). Nicht regelbare Pumpen kennen nur die Betriebszustände Ein (mit voller Leistungsaufnahme) oder Aus. Schnelles Zu- und Abschalten ist bei herkömmlichen Pumpturbinen nicht möglich.

Der Wechsel von Turbinen- auf Pumpbetrieb (Drehrichtungswechsel bei reversiblen Pumpturbinen) dauert viele Minuten, und ein oftmaliger Lastwechsel ist für die Maschinen extrem belastend und daher tunlichst zu vermeiden. Der sogenannte hydraulische Kurzschluss erlaubt eine geregelte Entnahme von Energie (ohne regelbare Pumpe) aus dem Netz.

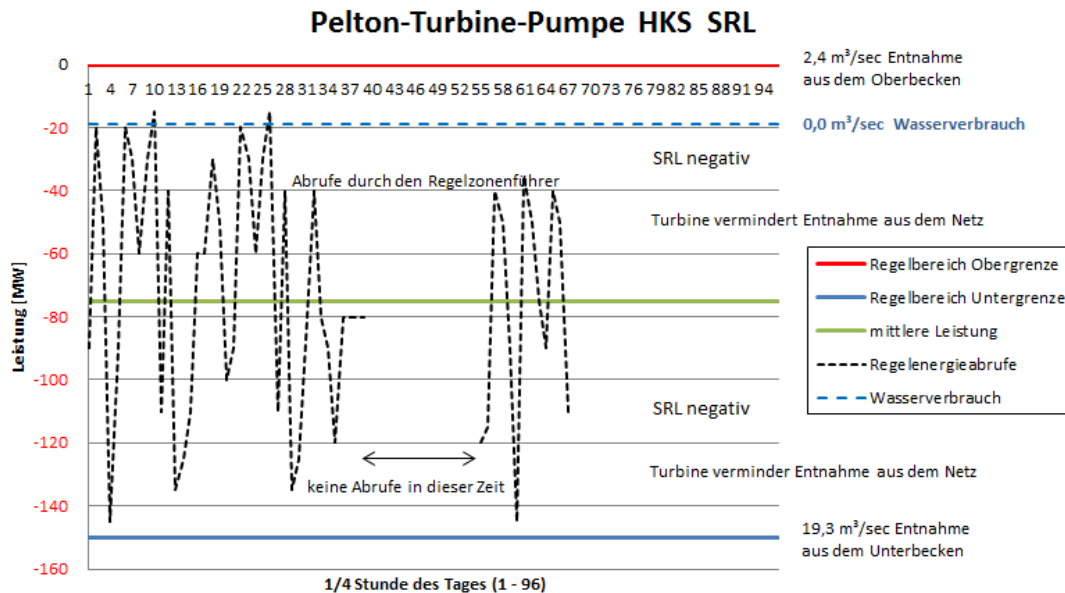


Abbildung 4.29: Sekundärregelung Pelton-Turbine HKS, Quelle: Autor

Der Regelzonenführer schreibt den Bedarf an Regelenergiemengen aus (siehe Abbildung 4.2). Die Erlöse aus Regelenergiebereitstellung für eine Pelton-Turbine lassen sich folgendermaßen abschätzen:

+ Erlös (Leistungsbereitstellung SRL(+))	21600 € (100[MW]*24[h]*9[€/MWh])
+ Erlös (Abruf Energie)	108000 € (1200[MWh]*180[€/MWh]*0,2)
- Kosten	-119040 € (2400[MWh]*49,6[€/MWh])
zusammen	10560 €/Tag

Dieser Erlös stellt eine Obergrenze dar, die nur dann erreicht wird, wenn jederzeit alle Abrufe in voller Höhe erfolgen. Die Wahrscheinlichkeit (20%) hängt vor allem von der nicht vorhersehbaren Situation, Über- oder Unterdeckung, im Netz ab (siehe [29]).

+ Erlös (Leistungsbereitstellung TRL(+))	21000 € (175[MW]*24[h]*5[€/MWh])
+ Erlös (Abruf Energie)	12600 € (2400[MWh]*100[€/MWh]*0,03)
- Kosten	-208320 € (4200[MWh]*49,6[€/MWh])
zusammen	-174720 €/Tag

Die Erlöse aus Regelenenergiebereitstellung (negativ) für einen Maschinensatz im HKS lassen sich folgendermaßen abschätzen:

+ Erlös (Leistungsbereitstellung SRL(-))	21600 €	(75[MW]*24[h]*12[€/MWh])
+ Erlös (Abruf Energie)	28800 €	(1800[MWh]*80[€/MWh]*0,2)
- Kosten	-12600 €	(1800[MWh]*7,0[€/MWh])
zusammen	37800 €/Tag	

Die Kosten enthalten nur die variablen Kosten mit 4,0 €/MWh und die Netzgebühren mit 3,0 €/MWh. Energiekosten fallen keine an, weil im hydraulischen Kurzschluss durchschnittlich sogar 8 m³/sec hochgepumpt werden. Die Bewertung der so zusätzlich gewonnen Energie wurde zur Vereinfachung weggelassen.

+ Erlös (Leistungsbereitstellung TRL(-))	15000 €	(125[MW]*24[h]*5[€/MWh])
+ Erlös (Abruf Energie)	1800 €	(1500[MWh]*40[€/MWh]*0,03)
- Kosten	-74400 €	(1500[MWh]*49,6[€/MWh])
zusammen	-57600 €/Tag	

Erlöse aus Tertiärregelung sind immer dann negativ, wenn die Energie zugekauft werden muss. Die Beschaffungskosten liegen nahe an den Grenzkosten des teuersten im Einsatz befindlichen Kraftwerkes. Die Bereitstellungsprämie ist meist sehr niedrig, um einen Zuschlag zu erhalten, und die Abrufwahrscheinlichkeit ist äußerst gering (geschätzt 3%). Es empfiehlt sich daher, keine Tertiärregelenergie anzubieten, sondern die verfügbaren Energiemengen einfach zu speichern oder Intra-Day ertragreich zu vermarkten.

Für den Fall, dass keine Angebote gelegt oder nur unzureichende Mengen angeboten werden, müssen sogenannte Marketmaker Angebote legen, um eine Illiquidität am Regelenenergiemarkt zu verhindern. Marketmaker sind Kraftwerksbetreiber mit einem umfangreichen Kraftwerkspark, die über genügend Leistungsreserven verfügen. Die Marketmaker stehen aufgrund eigener Verträge in geschäftlicher Beziehung mit dem Bilanzgruppenkoordinator. Damit wird eine stabile Netzsituation sichergestellt.

4.2.4 Ausgleichsenergie

Wie die Ausgleichsenergie in Österreich bewirtschaftet und abgerechnet wird, ist im Kapitel 3.4 nachzulesen. Die Ausgangssituation ist für Betreiber von Jahresspeichern die gleiche wie für Betreiber von Tagesspeichern (siehe Kapitel 4.1.3). Da die Preise erst im Nachhinein veröffentlicht werden, sind Arbitragegeschäfte gegen Ausgleichsenergie nicht sinnvoll.

Ziel aller Bilanzgruppen ist es daher, jederzeit möglichst ausgeglichen zu sein. Die Vermeidung von Ausgleichsenergiekosten ist demnach keine echte Erlöschance, sondern ein nicht näher bewertbarer Beitrag zur Kostenreduktion.

4.2.5 Zusammenfassung

Die Berechnungen in Kapitel 4.2.1 und 4.2.2 haben ergeben, dass die Strategie, erst den Zufluss und dann die Umlagerung Base/Peak zu vermarkten, ertragreicher ist (siehe Abbildung 4.22). In der Zusammenfassung werden daher $E_z + E_u$ zusammengerechnet und als E_z ausgewiesen.

Aus den Abbildungen 4.29 bis 4.32 ist zu entnehmen, dass sich der Einbau teurerer Dreimaschinensätze finanzieren lässt. Daher wurde der Erlös aus Systemdienstleistungen unter der Annahme von zwei flexiblen Dreimaschinensätzen mit der Möglichkeit des hydraulischen Kurzschlusses eingesetzt. Zur Abschätzung der Erlöse aus Systemdienstleistungen wurden nur die Erlöse aus Bereitstellung Sekundärregelenergie eingesetzt. Unter der Annahme, dass diese Erlöse an 200 Tagen im Jahr für positive SRL(+) 12 Stunden und für negative SRL(-) 6 Stunden lukriert werden können, ergibt sich ein Erlös von zusammen rund 5,8 Mio. €/Jahr.

$$G = E_z + E_s + E_a - K_k - K_w$$

$E_z > 40,7$	(Erlös aus Vermarktung Zufluss + Wälzen [€/Jahr])
$E_s = 5,8$	(Erlös aus Systemdienstleistungen [€/Jahr])
$E_a = \text{unbedeutend}$	(Erlös aus Ausgleichsenergie [€/Jahr])
$K_k < 21,3$	(Kapitalkosten für 2-3% Zinssatz [€/Jahr])
$K_w = 3,0$	(Wartungskosten [€/MW und Jahr])
$G > 22,2$	(Gewinn/Jahr [€/Jahr])

Dieses Ergebnis zeigt, dass Jahresspeicher den größten Gewinnanteil aus dem natürlichen Zufluss erlösen. Leistungssteigernde Umbauten bestehender Pumpspeicherkraftwerke und Neubauten lohnen sich dann, wenn diese vorhandene Ober- und Unterbecken mitbenützen. Errichtungskosten und Umweltbeeinträchtigungen werden damit reduziert und die Akzeptanz der Projekte gesteigert.

Die gemeinsame Nutzung vorhandener Becken verändert aber die Bewirtschaftungsmöglichkeiten erheblich, denn der natürliche Zufluss und die verfügbaren Speichervolumina bleiben unverändert. Die Möglichkeit, mit erhöhter Pump- und Turbinenleistung mehr Ertrag aus dem Wälzbetrieb zu erwirtschaften, hängt von den erzielbaren Preisen, aber im Wesentlichen von den Preisverhältnissen (Spread) ab (siehe [44]). Die Errichtung eines Pumpspeicherkraftwerkes ist ohne Möglichkeit der Verarbeitung eines ausreichend ergiebigen Zuflusses nicht zu finanzieren.

5 Projekte im Vergleich

Im folgenden Kapitel wird ein Überblick über einige Projekte in Österreich, Deutschland und in der Schweiz gegeben, die bereits in Betrieb gegangen sind, vor ihrer Fertigstellung stehen oder im Ausbauplan zurückgestellt wurden.

5.1 Limberg II

Die Kraftwerksgruppe Kaprun, bestehend aus dem Ober- und dem Hauptstufenkraftwerk, bezieht ihr Wasser aus den Speichern Margaritze, Mooserboden und Wasserfallboden.

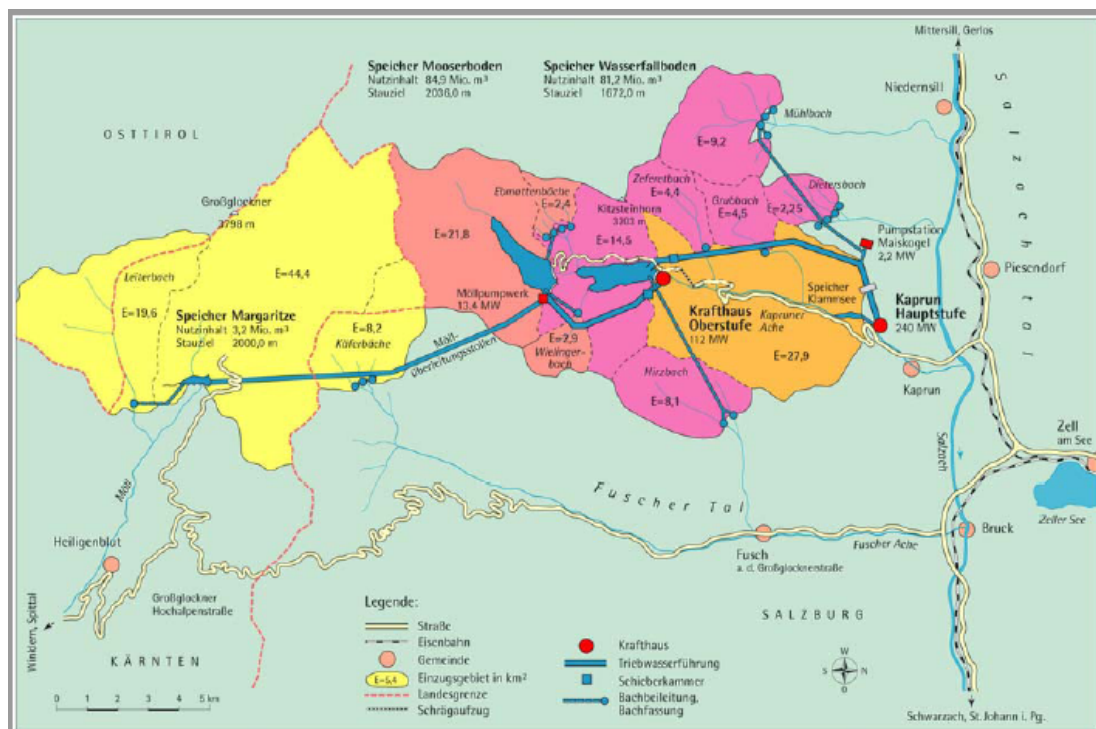


Abbildung 5.1: Lageplan Kraftwerksgruppe Kaprun, Quelle: [1]

Die Speicher Mooserboden ($84,9 \text{ Mio. m}^3$) und Wasserfallboden ($81,2 \text{ Mio. m}^3$) haben fast gleiches Volumen und sind daher für Pumpspeicherung besonders geeignet. Das Wasser fließt aus Einzugsgebieten südlich und nördlich des Alpenhauptkammes zu. Der Hauptanteil des verfügbaren Wassers kommt aus Niederschlägen (Regen und Schneeschmelze) und beträgt durchschnittlich 700 GWh/Jahr. Die Vergletscherung der Einzugsgebiete nimmt aber seit Jahren kontinuierlich ab.

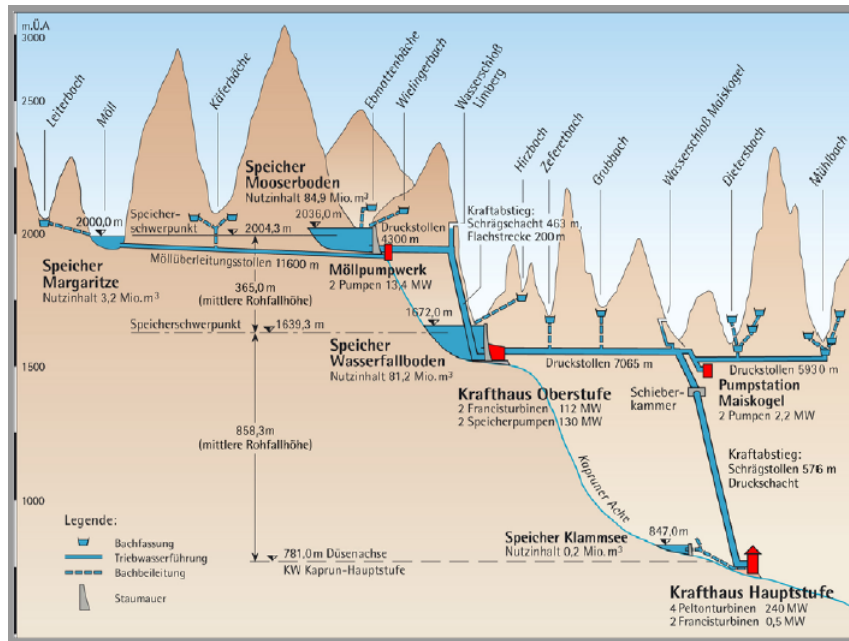


Abbildung 5.2: Schema Kraftwerksgruppe Kaprun, Quelle: [1]

Abbildung 5.2 zeigt die Höhenverhältnisse der einzelnen Speicher und die Fallhöhen der Kraftwerksstufen.

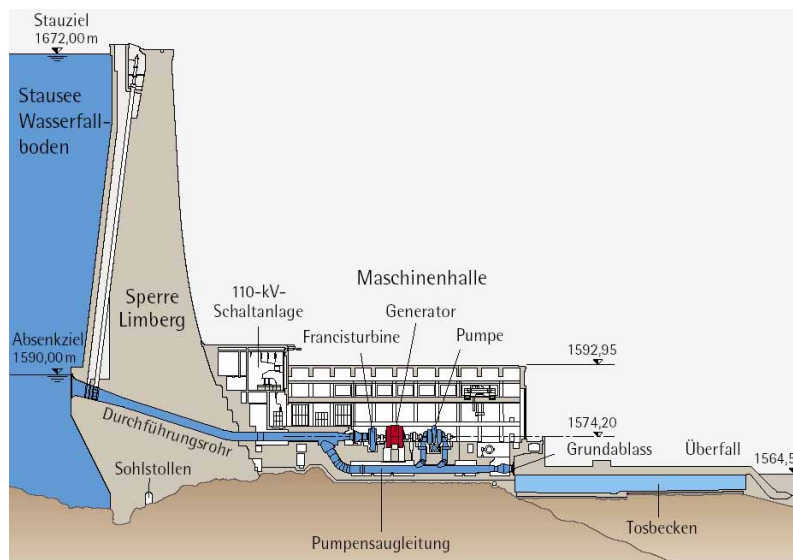


Abbildung 5.3: Schnitt Kraftwerk Kaprun Oberstufe (Limberg), Quelle: [1]

Das Kraftwerk Limberg nahm in den Jahren 1954/1955 seinen Betrieb auf. Es nutzt das Wasser aus dem Speicher Mooserboden (Oberbecken) zur Erzeugung von Strom. Im Pumpbetrieb wird das Wasser aus dem Speicher Wasserfallboden (Unterbecken) in das Oberbecken zurückgeführt. Die Ausbauwassermenge beträgt $36 \text{ m}^3/\text{sec}$. Das Oberstufenkraftwerk (Limberg) verfügt über zwei Maschinensätze mit zusammen 112 MW Turbinen- und 130 MW Pumpleistung.

Schon lange vor der sogenannten Energiewende wurde das Potenzial der beiden fast gleich großen Speicher erkannt und das Projekt Limberg II ausgearbeitet. In den Jahren 2007 bis 2011 wurde dann zum bestehenden Kraftwerk Limberg das Pumpspeicherkraftwerk Limberg II errichtet und noch 2011 ans Netz genommen. Limberg II nutzt ebenfalls den Speicher Mooserboden als Oberbecken und den Speicher Wasserfallboden als Unterbecken. Es verfügt über zwei Pumpturbinen herkömmlicher Bauart (Zweimaschinensatz) mit insgesamt 480 MW Turbinen- und 480 MW Pumpleistung. Die Ausbauwassermenge beträgt $144 \text{ m}^3/\text{sec}$.

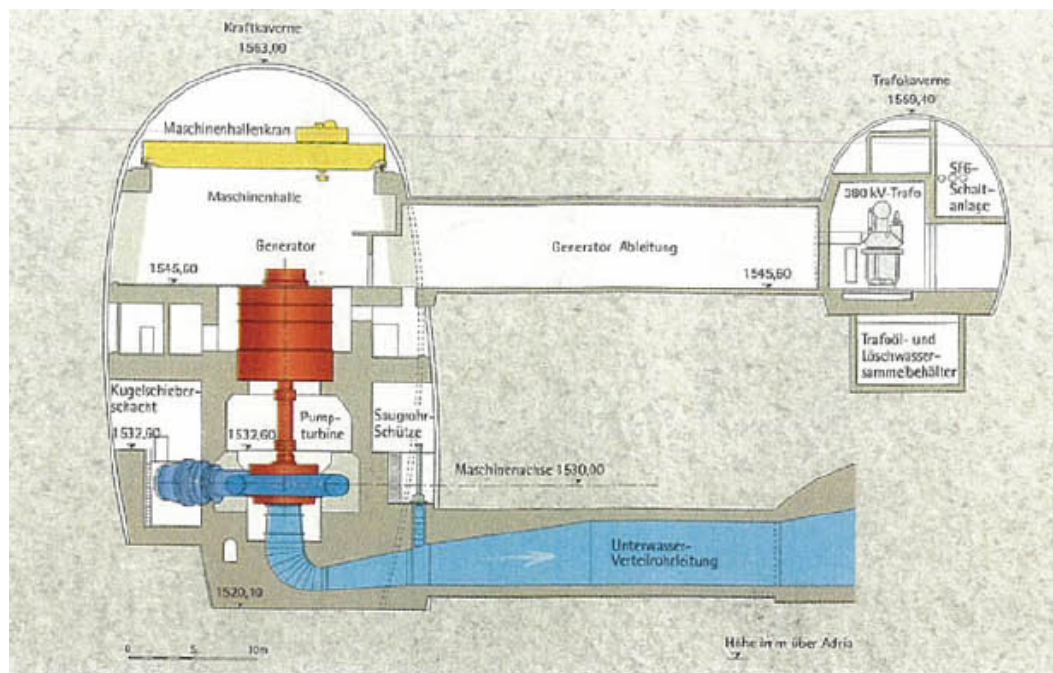


Abbildung 5.4: Schnitt Krafthaus Limberg II, Quelle: [1]

Zweimaschinensätze sind für reine Energiespeicherung eine wirtschaftliche Lösung. Für Regelungsaufgaben mit oftmaligen Lastwechsel sind Zweimaschinensätze nicht geeignet, denn die Umschaltzeiten zwischen den Betriebsarten sind wegen der Drehrichtungswechsel zu lange.

	0 - Pu	0 - Tu	Pu - Tu	Tu - Pu
Reversible Pumpturbine	250-400 [s]	100-150 [s]	75-100 [s]	450-700 [s]

Tabelle 5.1: Umschaltzeiten Zweimaschinenstz, Quelle: Autor

Die Anzahl der Maschinen hängt im Allgemeinen von der wirtschaftlichen Auslegung ab. Die Erfahrung zeigt, dass drei oder mehr kleinere Maschinen in der Anschaffung zwar teurer sind, aber einen zuverlässigeren Betrieb gewährleisten.

Die beiden leistungsstarken Maschinen können in weniger als 7 Tagen den gesamten Speichereinhalt abarbeiten oder wieder hochpumpen. Diese zunächst beeindruckende Möglichkeit unterliegt sowohl technisch wie wirtschaftlich erheblichen Einschränkungen. Die Staumauern sind durch den rasch wechselnden Wasserstand starken Belastungen ausgesetzt, und es ist nur eine Frage der Zeit, wann die oberste Wasserrechtsbehörde¹⁶ über Empfehlung der Staubeckenkommission¹⁷ diesen Betrieb aus Sicherheitsgründen durch Vorgabe maximaler Pegeländerungen einschneidend beschränken wird. Die Preisentwicklung allein erlaubt aber in naher Zukunft ohnedies keinen täglich mehrstündigen Wälzbetrieb (siehe Kapitel 4 Wirtschaftlichkeitsanalyse).

5.2 Kops II

Das Kraftwerke Kops II liegt eingebettet in einem umfangreichen Kraftwerkssystem im Montafon (Vorarlberg) und nutzt den vorhandenen Speicher Kopssee als Oberbecken und das Ausgleichsbecken Rifa als Unterbecken.

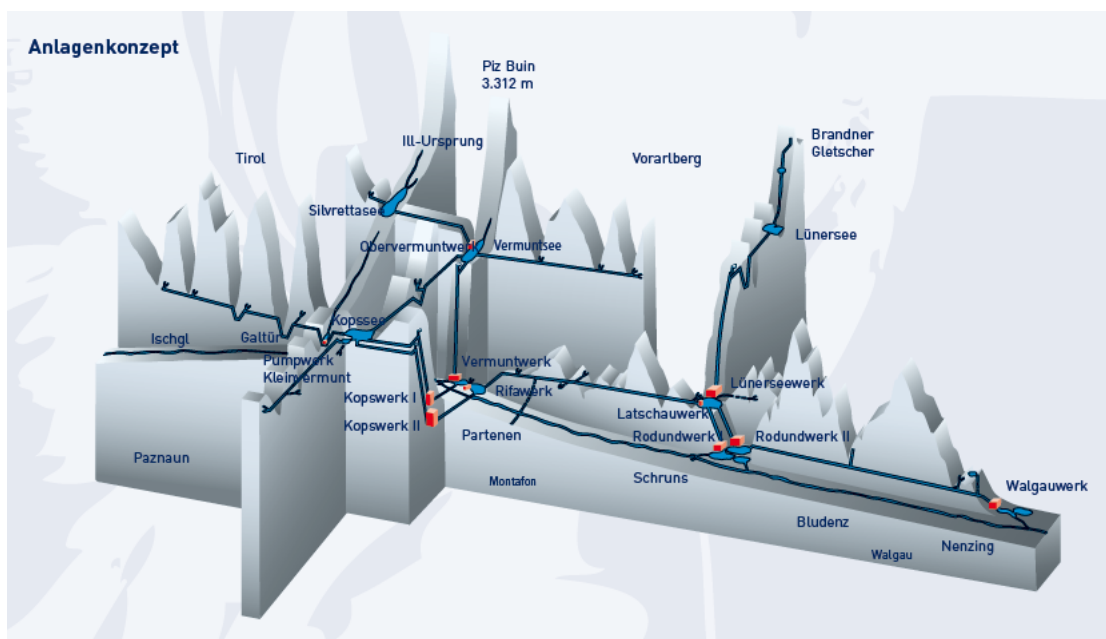


Abbildung 5.5: Schema Kraftwerksgruppe Montafon, Quelle: [45]

Der Speicher Kopssee hat ein Volumen von 42,9 Mio. m³. Das Ausgleichsbecken Rifa hat nach Erhöhung der Umschließungsdämme und Stützmauern in den Jahren 2004 und 2010 ein Fassungsvermögen von 1,27 Mio. m³.

¹⁶ Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft

¹⁷ BGBl. Nr. 97/1965, 367. Verordnung über die Staubeckenkommission

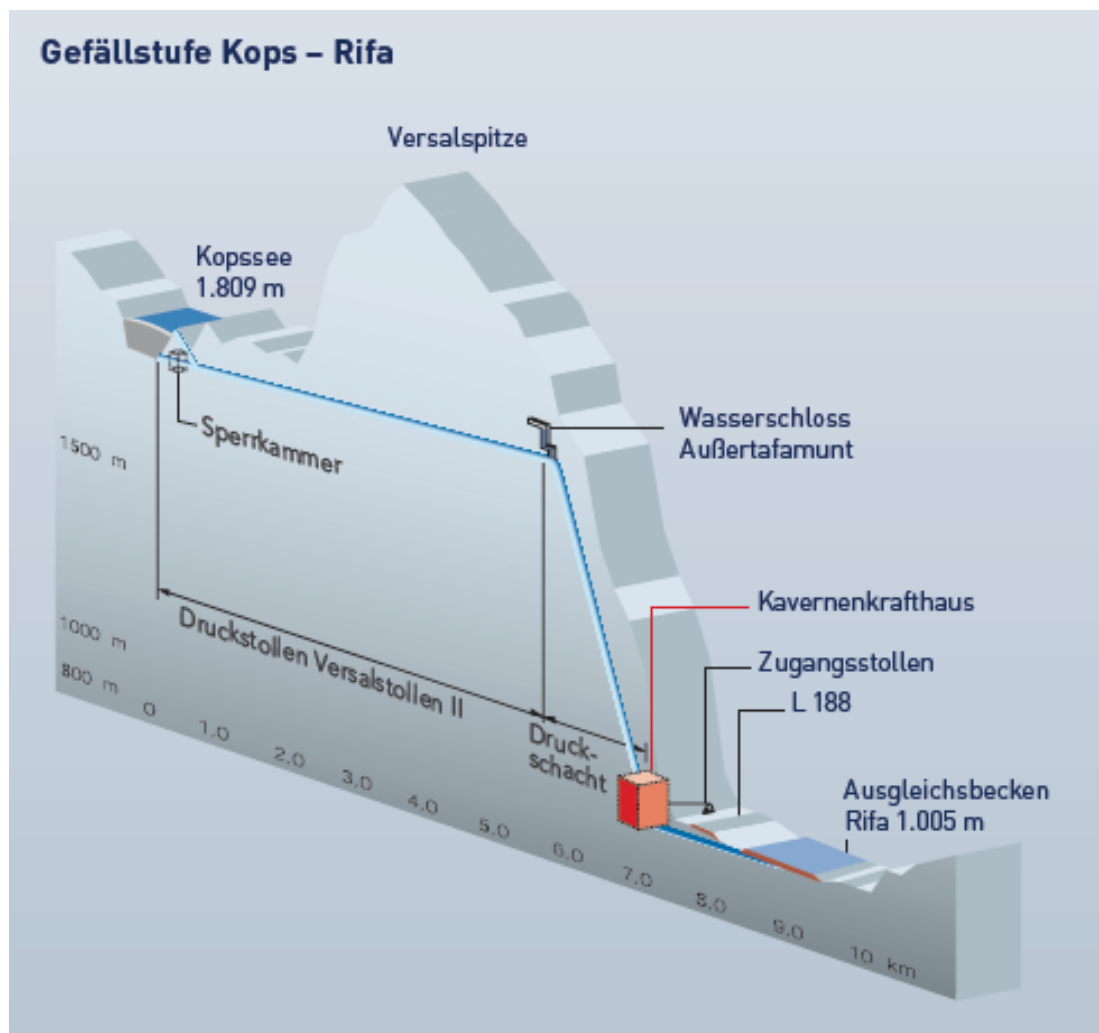


Abbildung 5.6: Schema Kraftwerk Kops II, Quelle: [45]

Den hohen ökologischen Anforderungen wurde durch unterirdischen Bau der wesentlichen Anlagenteile, wie Druckstollen, Wasserschloss, Druckschacht und Krafthaus, entsprochen. Für den Kraftwerksbau waren überwiegend günstige geologische Verhältnisse gegeben.

Es wurden 3 Dreimaschinensätze mit sechsdüsiger Pelton turbine, Synchronmotor/-generator, hydraulischem Synchronisierwandler und dreistufiger Pumpe (regelfähig durch hydraulischen Kurzschluss) eingebaut. Die Nennleistung je Turbine beträgt 175 MW bei einem Durchfluss von $25,3 \text{ m}^3/\text{sec}$, je Pumpe 450 MW mit einer Förderkapazität von $19,3 \text{ m}^3/\text{sec}$. Das Kraftwerk ist mit einigen technischen Besonderheiten ausgestattet, die hier erstmals zum Einsatz kommen. So erlauben spezielle Druckluftkammern den Einbau der Pelton turbinen¹⁸ unter dem tiefsten Wasserspiegel im Ausgleichsbecken Rifa. Der Luftdruck verringert auch die Blasenbildung im Unterwasserstollen und gewährleistet damit die Zufuhr blasenfreien Wassers zu den Pumpen.

¹⁸ Pelton turbine ist eine Freistrahlturbine (nicht von Wasser umflossen)

Die Forderung nach 100%iger Regelfähigkeit sowohl im Turbinen- wie auch im Pumpbetrieb war für die technische Auslegung der Kraftwerksanlage maßgebend.

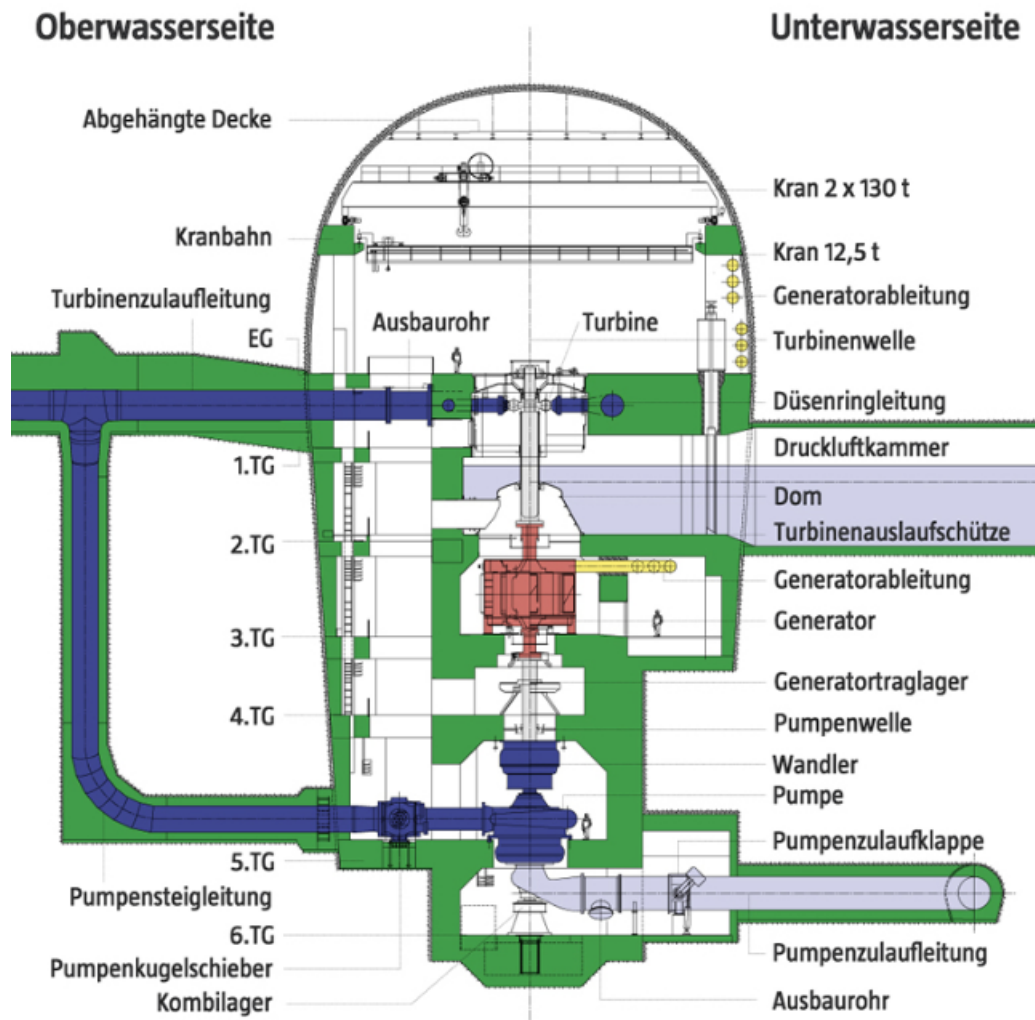


Abbildung 5.7: Schnitt Krafthaus Kops II, Quelle: [45]

Kurze Umschaltzeiten ermöglichen einen schnellen Wechsel der Betriebsarten.

	0 - Pu	0 - Tu	Pu - Tu	Tu - Pu
Dreimaschinensatz	80-110 [s]	60-90 [s]	40-120 [s]	80-110 [s]

Tabelle 5.2: Umschaltzeiten Dreimaschinensatz, Quelle: Autor

Der rasante Ausbau der Windenergie führt zu steigender Nachfrage nach Spitzen- und Regelenergie. Die besondere Regelfähigkeit der Maschinensätze ermöglicht ein abgestimmtes Zusammenwirken mit anderen erneuerbaren Energien, vor allem aber mit der Windkraft.

Auch im internationalen Vergleich zählt das Kopswerk II aufgrund seiner hohen Flexibilität zu den modernsten und bedeutendsten Pumpspeicherkraftwerken. Im europäischen Regelenenergiemarkt hat sich Kops II an führender Stelle positioniert. Der Einsatz der gesamte Kraftwerksgruppe wird von der Energie Baden-Württemberg AG (EnBW) geleitet.

5.3 ReißBeck II

Das Pumpspeicherkraftwerk Reißbeck ist eine Erweiterung der bestehenden Kraftwerksgruppen Malta und Reißbeck/Kreuzeck. Es verbindet die hydraulischen Systeme dieser beiden Kraftwerksgruppen und nutzt die vorhandenen Speicher. Der große Mühldorfer See wird als Oberbecken, die Speicher Galgenbichl und Gößkar werden als kommunizierende Unterbecken genutzt. Dabei werden keine zusätzlichen Wasserressourcen beansprucht.



Abbildung 5.8: Lageplan Kraftwerksgruppen Malta und Reißbeck/Kreuzbeck, Quelle: [3]

Durch die Mitbenutzung der bestehenden Anlagen war der Eingriff in die Natur vergleichsweise gering. Es wurden auch keine vorhandenen Speicher vergrößert oder neue errichtet. Da die wesentlichen Anlagekomponenten, wie Druckstollen, Wasserschloss, Druckschacht und Krafthaus, unterirdisch errichtet wurden, war auch keine nachhaltige Beeinträchtigung der Landschaft gegeben.

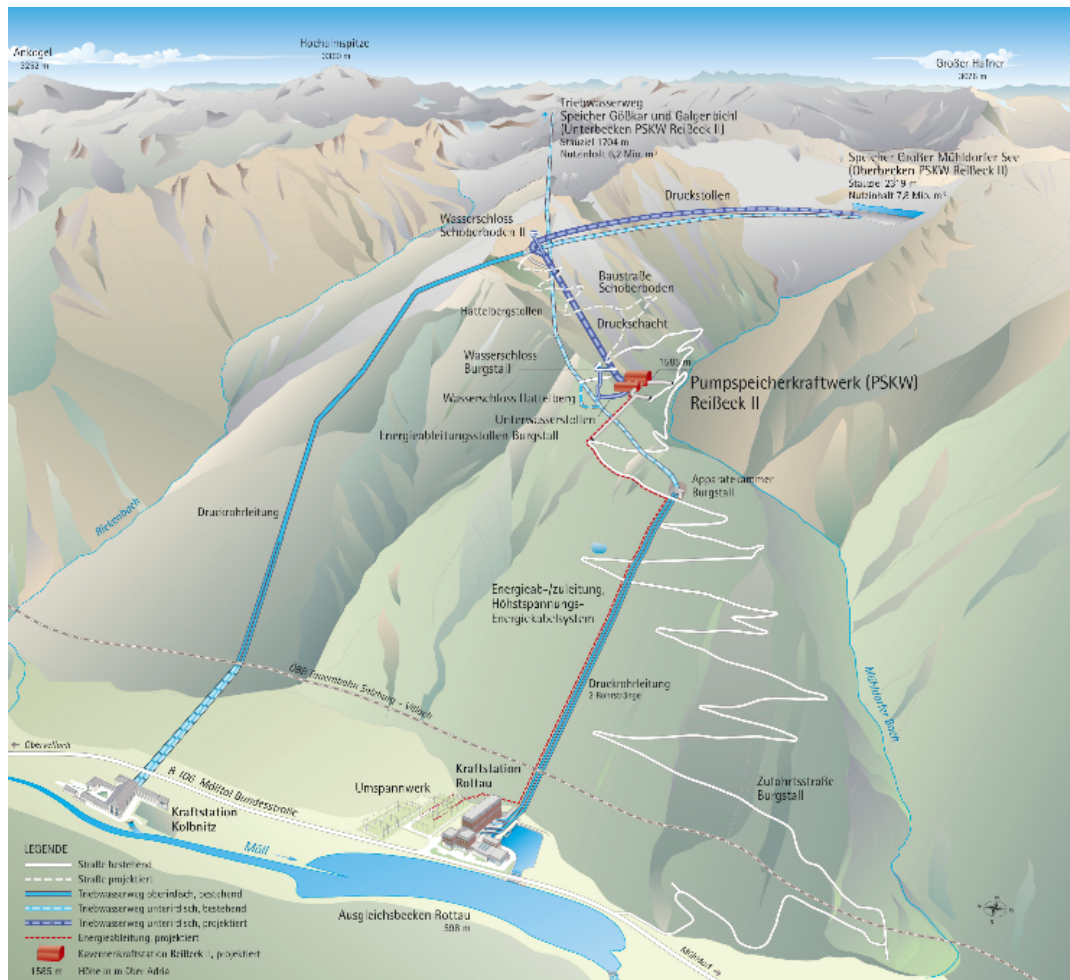


Abbildung 5.9: Lageplan Reißbeck II, Quelle: [3]

Das nutzbare Volumen des Oberbeckens (großer Mühldorfer See) beträgt 7,8 Mio. m³, das der beiden kommunizierenden Unterbecken beträgt zusammen 6,2 Mio. m³.

Die Speicher Galgenbichl und Gößkar sind mit einem rund 9,5 km langen Stollen verbunden und funktionieren nach dem Prinzip der verbundenen Gefäße. Bei sehr niederen Pegelständen fließt das Wasser wie in einer Freispiegelleitung. Der Ausgleich zwischen den Speichern nimmt dann mehr Zeit in Anspruch. Sie sind zugleich Unterbecken der Kraftwerke Malta Oberstufe und Reißbeck II. Die Vernetzung der hydraulischen Systeme erhöht die Komplexität der Bewirtschaftungsmöglichkeiten beträchtlich, zumal die Fassungsvermögen der Zwischenspeicher im Verhältnis zu den Pumpen- und Turbindurchflüssen relativ gering sind.

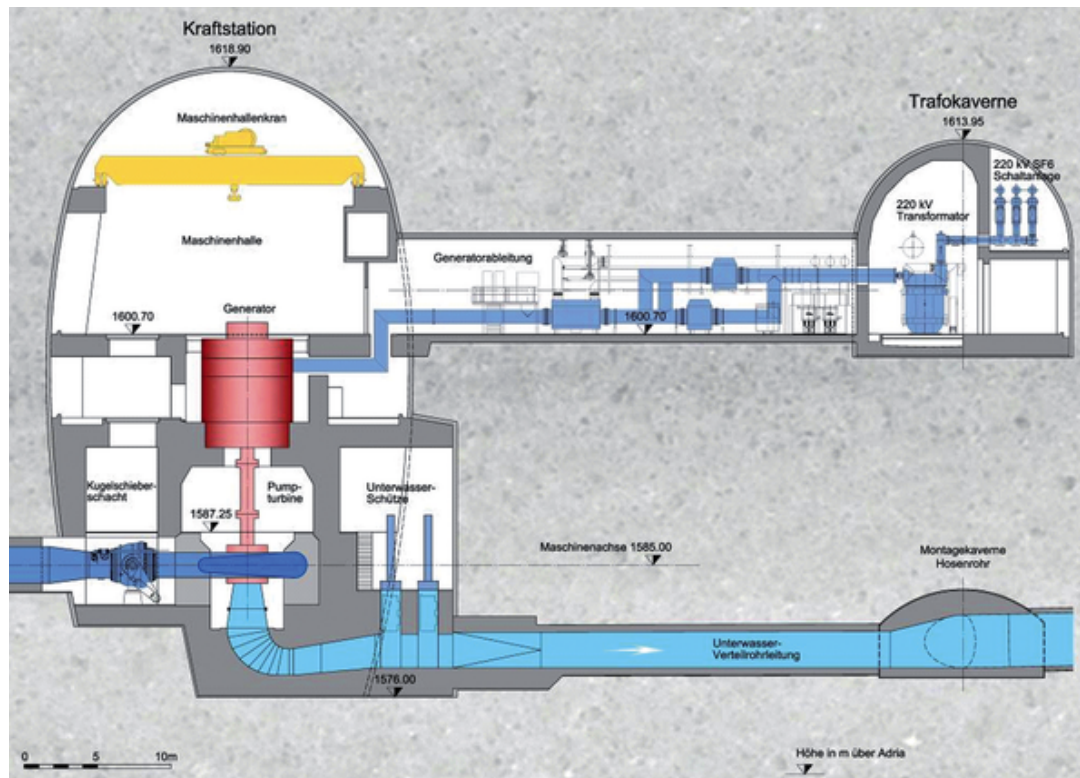


Abbildung 5.10: Schnitt Krafthaus Reißbeck II, Quelle: [39]

Die beiden reversiblen Francis-Pumpturbinen leisten im Turbinenbetrieb zusammen 430 MW und nehmen im Pumpbetrieb 430 MW Leistung auf. Der maximale Durchfluss beträgt je Maschine $40 \text{ m}^3/\text{sec}$. Im Volllastbetrieb beider Turbinen Reißbeck II könnte das Oberbecken in rund 27 Stunden entleert werden. Dann stünde allerdings dem Kraftwerk Reißbeck (I) kein Wasser mehr zur Verfügung. Die Disposition der verfügbaren Wassermengen ist daher eine nicht zu unterschätzende Herausforderung an den Kraftwerksbetreiber.

Die Umschaltzeiten entsprechen den in Tabelle 5.1 gezeigten. Herkömmliche Zweimaschinensätze sind wegen ihrer geringen Flexibilität für Regelungsaufgaben, vor allem im Pumpbetrieb, nur beschränkt einsetzbar. Die Möglichkeit eines Wälzbetriebes hängt nur von den Preisen und Preisdifferenzen (Pumpspeicher-Spread) ab.

Auch für das Pumpspeicherkraftwerk Reißbeck II gilt, dass 2 Maschinen in der Anschaffung zwar billiger sind, aber mit 3 oder mehr Maschinen ein durchlaufender Betrieb eher zu gewährleisten ist.

5.4 Goldisthal

Das größte Pumpspeicherkraftwerk Deutschlands wurde in den Jahren 2003/2004 ans Netz gebracht. Es liegt im Thüringer Wald, Landkreis Sonneberg.



Abbildung 5.11: Lageplan Kraftwerk Goldisthal, Quelle: [20]

Das Vattenfall Europe gehörende Kraftwerk kann 1.060 MW Strom liefern, und soll Verbrauchsschwankungen ausgleichen und so einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Das Oberbecken wurde in einem aufgelassenen Steinbruch künstlich errichtet. Die Kronenlänge des Umschließungsdammes beträgt 3,37 km. Der Speicher fasst etwa 13,5 Mio. m³ Wasser. Diese Wassermenge ermöglicht einen 8stündigen Volllastbetrieb aller 4 Turbinen.

Das rund 2,4 km lange Unterbecken wird durch eine Vorsperre geteilt. Sie dient zum Aufstau des Flusses Schwarza. Das Unterbecken Vorsperre fasst 0,7 Mio. m³, das Unterbecken Hauptsperre 18,9 m³. Zur Stromerzeugung sind davon etwa 12 Mio. m³ nutzbar. Der Rest ist Tot- und Dauerstauraum.

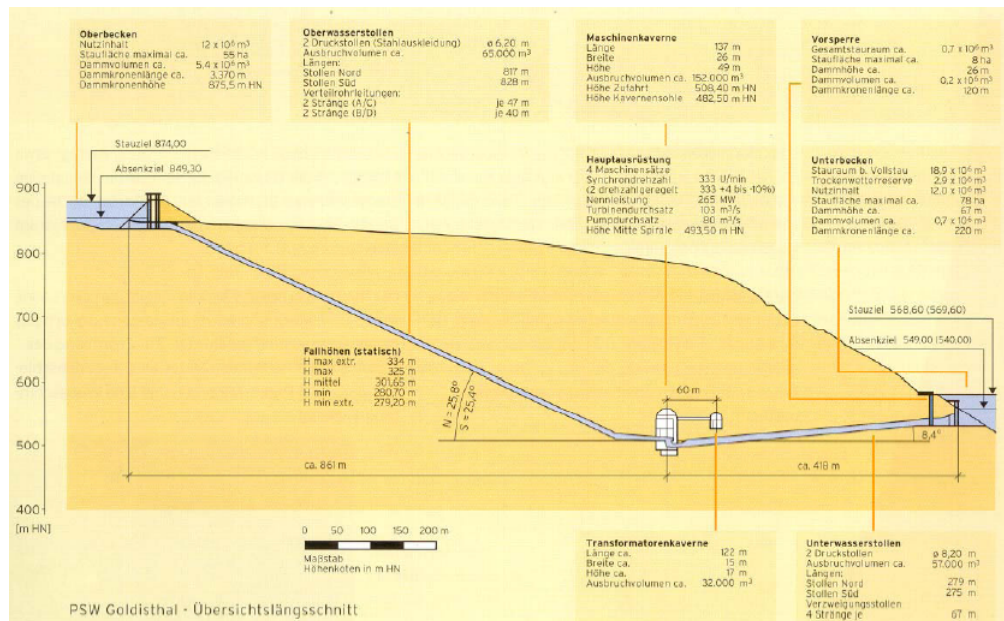


Abbildung 5.12: Übersichtslängsschnitt Goldisthal, Quelle: [20]

Bei Überkapazitäten im Netz wird aus dem Unterbecken Wasser in das 300 m höher liegende Oberbecken zurückgepumpt.

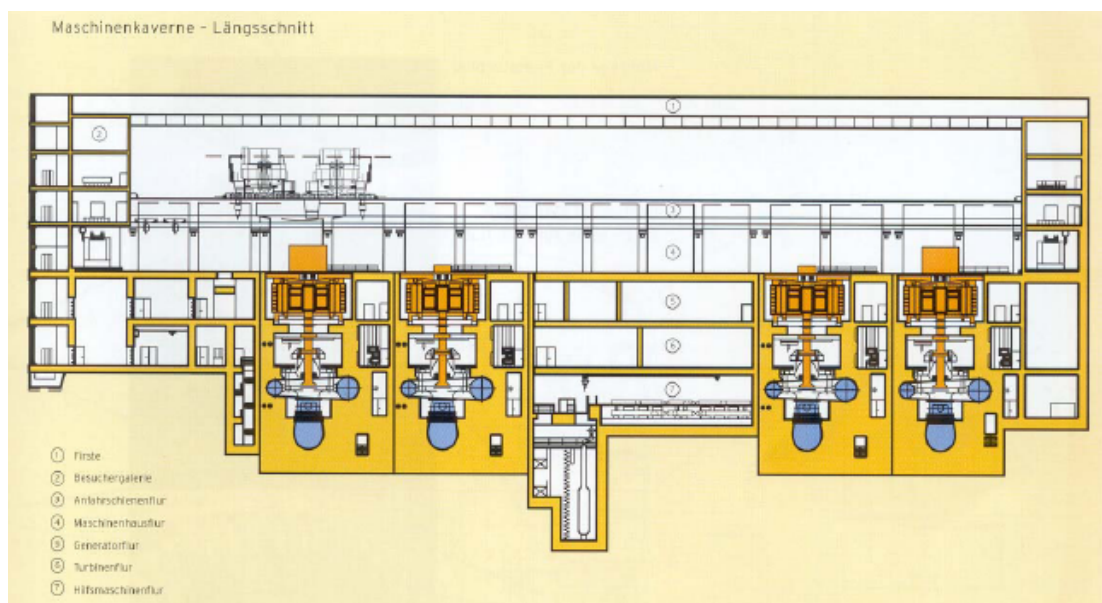


Abbildung 5.13: Schnitt Krafthaus Goldisthal, Quelle: [20]

Die hydraulischen Maschinen sind 4 Francis-Pumpturbinen, die im Turbinenbetrieb je 265 MW Leistung abgeben können. Die Gesamtnennleistung des Kraftwerkes beträgt daher 1.060 MW.

Die Maschinensätze sind im Turbinenbetrieb von 0-100% Leistung regelbar. Der maximale Durchfluss je Turbine beträgt $103,3 \text{ m}^3/\text{sec}$. Im Pumpbetrieb werden je Pumpe bei maximaler Leistungsaufnahme (257 MW) $80 \text{ m}^3/\text{sec}$ gefördert.

Die bedeutendste Neuerung war der Einsatz drehzahlvariabler Asynchronmaschinen als Motorgeneratoren.

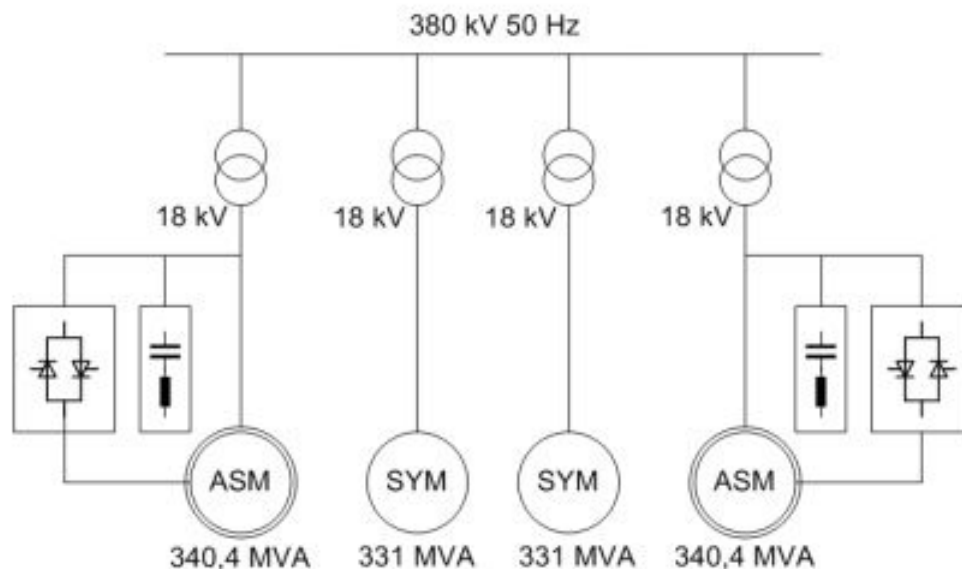


Abbildung 5.14: Schaltplan Pumpturbinen Goldisthal, Quelle: [20]

Die zwei drehzahlvariablen Asynchronmaschinen sind als doppelt gespeiste Asynchron-Motor-Generatoren ausgeführt (siehe auch Kapitel 2.3). Die Drehzahländerung wird bei diesen Maschinen durch statische Direktumrichter (Thyristorstromumrichter) bewerkstelligt. Zusätzlich wird auch eine erhebliche Verbesserung des Wirkungsgrades im Turbinenteillastbetrieb (siehe auch Kapitel 2.2) erreicht. Das Anfahren der Maschinensätze in den Pumpbetrieb wird so wie das Abbremsen über statische Umrichter (Gleichstromzwischenkreis-Umrichter) vorgenommen.

Nach Inbetriebnahme der Anlage steht dem Betreiber ein Pumpspeicherkraftwerk zur Verfügung, das alle wesentlichen Anforderungen des europäischen Strommarktes erfüllen kann. Dazu zählen vor allem die Bereitstellung von Regelenergie (Primär-, Sekundär- und Minutenreserve) und der Ausgleich von Lastschwankungen durch Windenergie und Photovoltaik.

Mit den beiden Synchronmaschinen kann auch Blindleistungsregelung und ein Phasenschieberbetrieb zur Verringerung von Übertragungsverlusten im Netz bereitgestellt werden. Nach einem Netzzusammenbruch kann das Kraftwerk, wie fast alle Pumpspeicherkraftwerke, durch die sogenannte Schwarzstartfähigkeit den erforderlichen Beitrag zum Wiederaufbau des Übertragungsnetzes leisten.

Da das Kraftwerk über keine nennenswerten Zuflüsse verfügt, muss die erforderliche Energie für den Turbinenbetrieb in Form von Wasser immer zuerst hochgepumpt werden. Im Turbinenbetrieb kann das Oberbecken bei Volllast in 8 Stunden entleert werden, die Wiederbefüllung dauert im Pumpbetrieb bei Volllast etwa 11 Stunden. Goldisthal ist also ein Tagesspeicher, der sich vorwiegend aus dem Wälzbetrieb finanzieren muss. Die Teilnahme am Regelenenergiemarkt verspricht zwar höhere Erträge, doch bedarf es eines ausgewogenen Wasserhaushaltes, um die erforderlichen Reserven zur Verfügung zu haben.

5.5 Glems

Das Pumpspeicherkraftwerk Glems wurde in den Jahren 1962-1964 bei Reutlingen an der schwäbischen Alb erbaut.

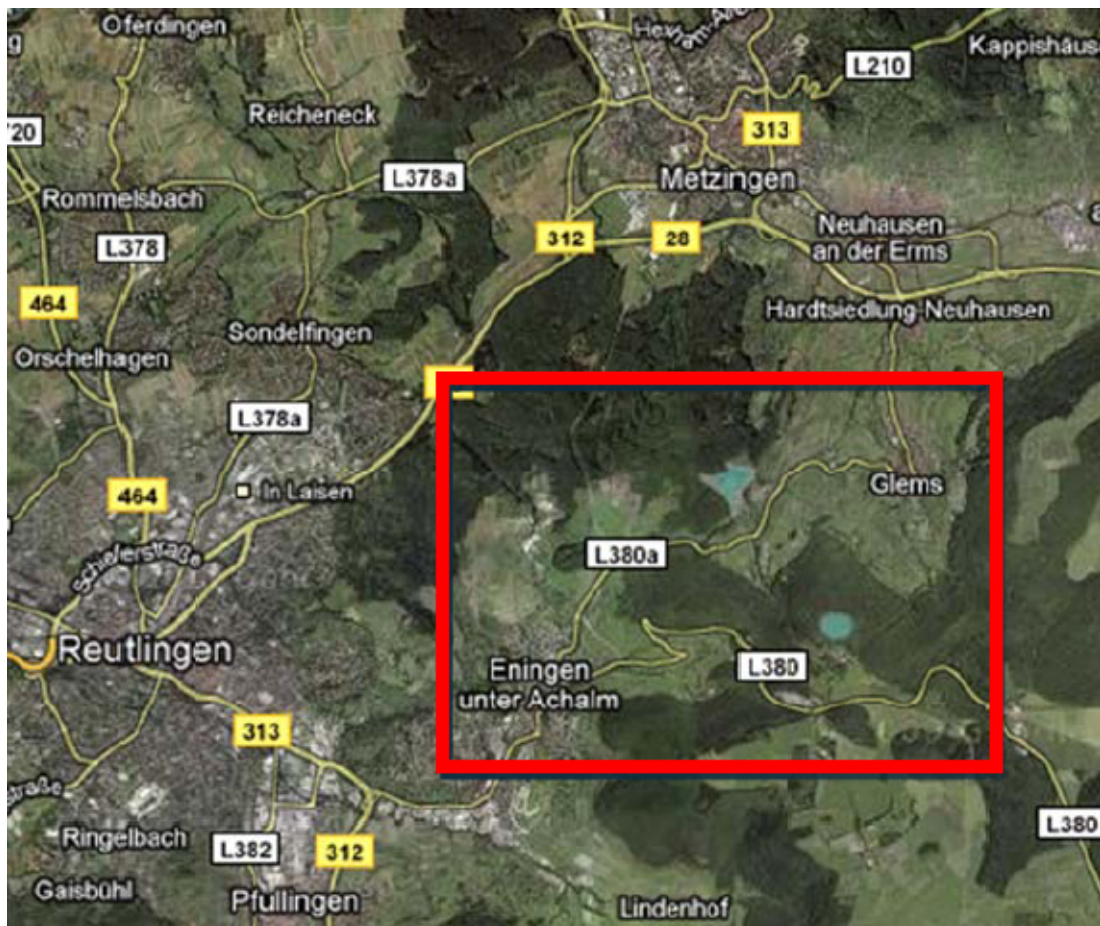


Abbildung 5.15: Übersichtslageplan Kraftwerk Glems, Quelle: [40]

Das Oberbecken Glems fasst 0,9 Mio. m³, das Unterbecken Glems 1,2 Mio. m³, wovon nur 0,8 Mio. m³ nutzbar sind. Die Einschränkungen sind durch Vorschriften zur Schonung von Tier- und Pflanzenwelt gegeben.

Das Kraftwerk wird vom Stromproduzenten EnBW¹⁹ vorwiegend für Spitzenlastabdeckung und Erbringung von Systemdienstleistungen (Regel- und Blindleistungsbereitstellung) eingesetzt. Es ist mit zwei Francis-Turbinen und zwei 2-stufigen Pumpen ausgerüstet. Die Turbinen leisten bei Volllast mit 36 m³/sec Durchfluss zusammen 90 MW. Die Pumpen können mit zusammen 68 MW Aufnahmeleistung 20 m³/sec fördern. Im Turbinenbetrieb wird bei Volllast das Oberbecken in etwa 6,25 Stunden entleert. Um das Oberbecken wieder voll aufzufüllen, bedarf es 11,25 Stunden Pumpbetrieb bei Volllast. Die sogenannte Pendelwassermenge beträgt etwa 0,8 Mio. m³.

Das Unterbecken liegt im Tiefenbachtal, welches von drei Bächen durchflossen wird. Der größte von ihnen, der Tiefenbach, speist das Unterbecken mit etwa 0,5 m³/sec. Diese Wassermenge reicht gerade aus, um die Verluste durch Verdunstung auszugleichen. Von einem Zufluss im herkömmlichen Sinn kann daher nicht gesprochen werden. Die Erstbefüllung wurde durch Aufstau des Tiefenbaches und zusätzlichem Pumpwasser aus der Erms, einem naheliegenden Fluss, geschafft.

Die von EnBW beauftragte Untersuchung (siehe [40]) bewertete 5 Alternativen.

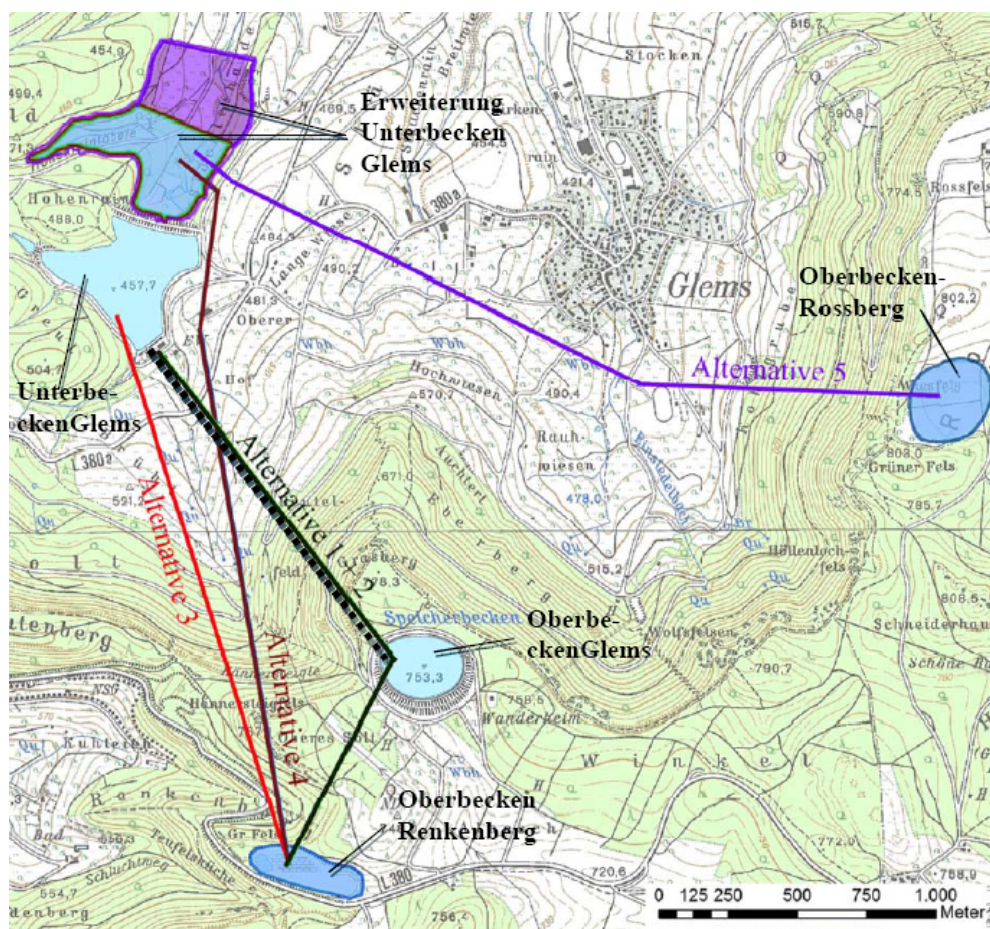


Abbildung 5.16: Ausbaualternativen Kraftwerke Glems, Quelle: [40]

¹⁹ Energie Baden-Württemberg

Im Jahre 2001 wurde das Kraftwerk auf zwei Dreimaschinensätze (Turbine, Motor-Generator und Pumpe) umgerüstet. Damit wurde der kurzzeitige und schnelle Wechsel von Pump- und Turbinenbetrieben möglich. Obwohl sich der Wirkungsgrad der Turbinen im Teillastbereich um bis zu 25% gegenüber dem Vollastbetrieb verschlechtert, ist diese Betriebsart wirtschaftlich, weil die Regelenergiebereitstellung deutlich besser vergütet wird als der reine Wälzbetrieb.

Ausgehend vom steigenden Bedarf an Regelenergie, wurde auf Preisbasis 2010 nur die Variante 5 als wirtschaftlich vertretbar angesehen. Um die zusätzlich installierte Pump- und Turbinenleistung im Tagesverlauf auch mehrere Stunden nutzen zu können, ist es erforderlich, Ober- und Unterbecken zu erweitern. Abbildung 5.17 zeigt die mögliche Lage des neuen Oberbeckens Rossberg.

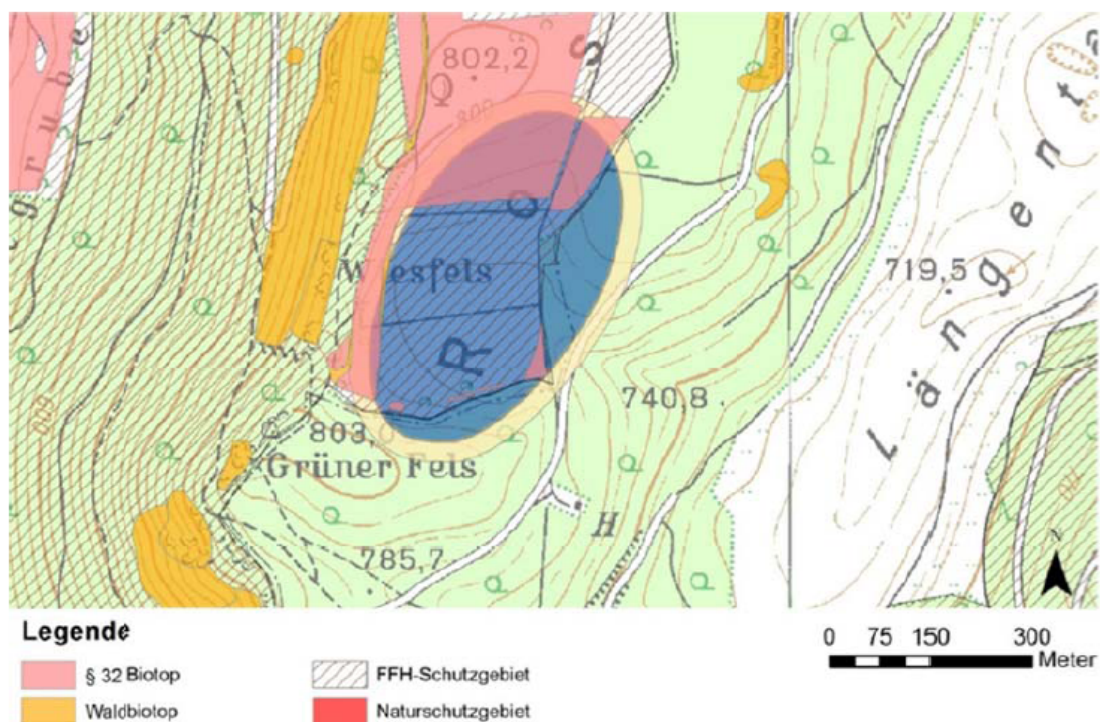


Abbildung 5.17: Neues Oberbecken Rossberg, Quelle: [40]

Die Karte zeigt, dass der neue Standort eng zwischen Biotopen und Naturschutzgebieten eingebettet ist. Die Errichtung des Oberbeckens bedeutet nicht nur während der Bauzeit einen sehr großen Eingriff in die Natur. Mit dieser Baumaßnahme allein ist das Projekt wirtschaftlich aber noch nicht zu rechtfertigen. Es bedarf auch einer Erweiterung des Unterbeckens, um die größere Pendelwassermenge von zusätzlich 3 Mio. m³ zu bewältigen.

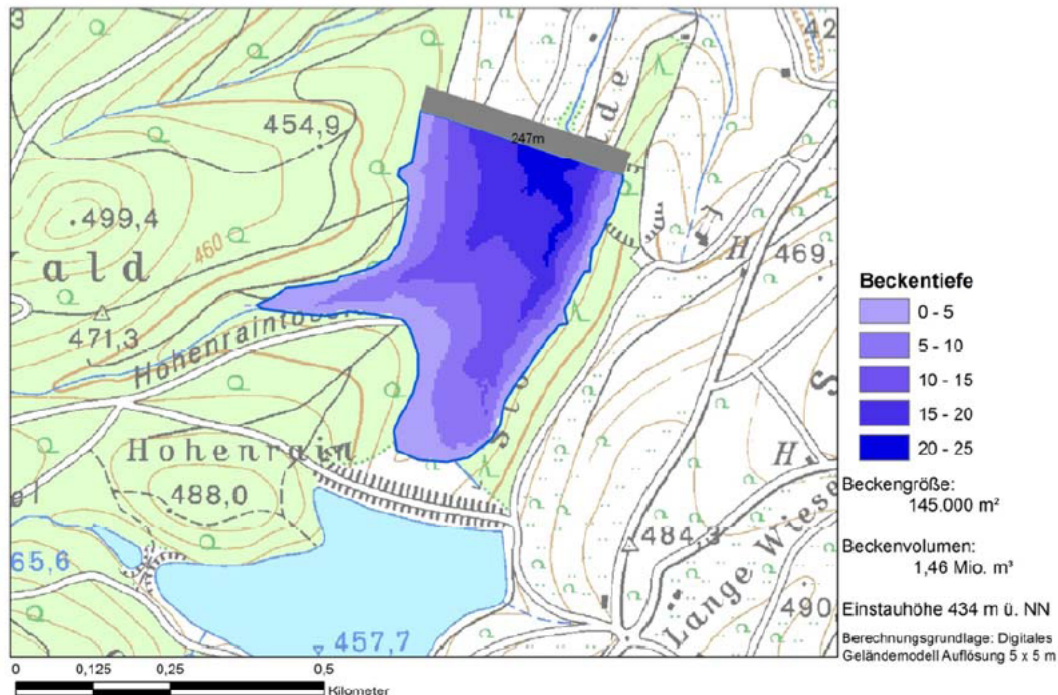


Abbildung 5.18: Erweiterung Unterbecken Glems, Quelle: [40]

Neben dem bestehenden Unterbecken Glems (1,2 Mio. m³) ist ein neues Unterbecken (3,2 Mio. m³) mit eigener Staumauer vorgesehen. Zusammen beträgt der nutzbare Inhalt dann etwa 4,4 Mio. m³.

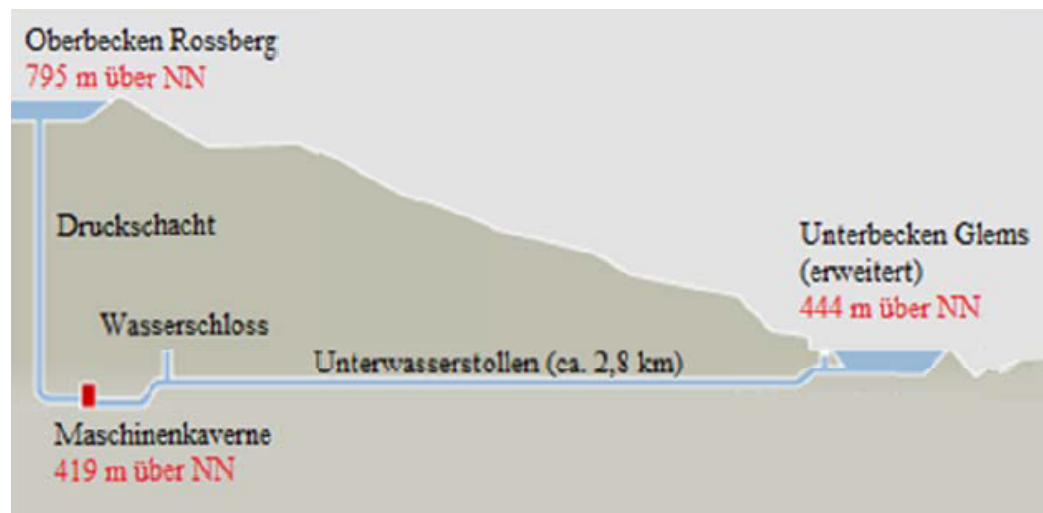


Abbildung 5.19: Übersichtslängenschnitt Kraftwerk Glems, Quelle: [40]

Das neue Kraftwerk Glems kann sowohl unterirdisch in Kavernenbauweise als auch direkt am neuen Unterbecken errichtet werden. Ausschlaggebend für die Verwirklichung werden neben geologischen Voraussetzungen vor allem die Auswirkungen auf die Umwelt und deren Akzeptanz sein.

Die gesamte Errichtung kann ohne Beeinträchtigung des bestehenden Kraftwerksbetriebes erfolgen. Die Erweiterung durch ein zusätzliches Kraftwerk mit eigenem Ober- und Unterbecken hat auch den Vorteil, dass ein voneinander unabhängiger Betrieb möglich ist. Ausgehend von den geplanten Fallhöhen und den zur Verfügung stehenden Wassermengen, können für 8 Stunden Pump- und 6 Stunden Turbinenbetrieb etwa 419 MW Pump- und 448 MW Turbinenleistung installiert werden. Daraus ergibt sich ein Durchfluss von $139 \text{ m}^3/\text{sec}$ im Turbinen- und $104 \text{ m}^3/\text{sec}$ im Pumpbetrieb.

Anzahl und Bauart der Maschinensätze haben einen wesentlichen Einfluss auf die Errichtungskosten. Laut Studie (siehe [40]) wird sich die Investitionssumme auf rund 340 Mio. € belaufen. Basierend auf den Preisen des Jahres 2010, wird die Amortisationszeit auf rund 38 Jahre geschätzt. Mit den steigenden Baupreisen, dem Absinken der Börsenpreise für Strom und der Verringerung des Pumpspeicher-Spreads wird sich die Amortisationszeit über die angenommene Nutzungsdauer von 50 Jahren hinaus verlängern. Die Investition in die Erweiterung des Pumpspeicherkraftwerkes Glems ist daher zunehmend kritischer zu sehen.

Tagesspeicherkraftwerke, meist ohne natürlichen Zufluss, können ohne bauliche Erweiterung nicht einfach mit zusätzlicher Maschinenleistung ausgebaut werden. Es muss auch die zum Betrieb benötigte Wassermenge erhöht werden. Die dazu erforderlichen oberirdischen Umbau- oder Errichtungsmaßnahmen für die Erweiterung der Ober- und Unterbecken stellen nachhaltige Eingriffe in die Natur dar und stoßen immer öfter auf erheblichen Widerstand von Naturschützern und Anrainern.

5.6 Atdorf

Die Schluchenseewerke AG plant im südlichen Schwarzwald ein neues Pumpspeicherkraftwerk bei Atdorf.

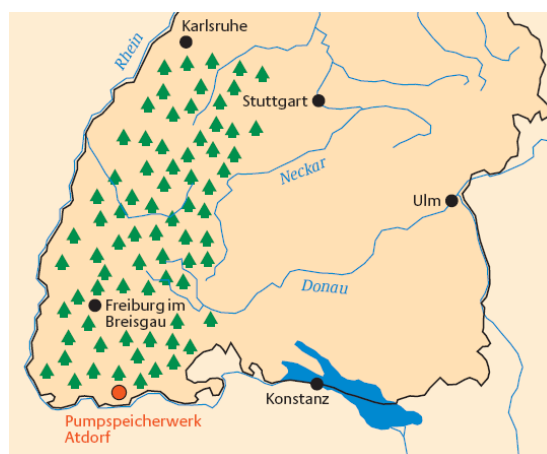


Abbildung 5.20: Übersichtslageplan Kraftwerk Atdorf, Quelle: [18]

Die Schluchenseewerke AG, eine 50%-Tochter der RWE Power AG²⁰, bewirbt das Projekt vor allem mit folgenden Argumenten:

- Investition in den Klimaschutz,
- Ausbau erneuerbarer Energien,
- Versorgungssicherheit,
- Ausgleich der Erzeugungsschwankungen aus Wind und Photovoltaik,
- Zwischenspeicherung von Überproduktion,
- Sicherung attraktiver Arbeitsplätze und
- Schaffung einer touristischen Infrastruktur.



Abbildung 5.21: Lageplan Kraftwerk Atdorf [38]

²⁰ bis 1990 Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG

Die neue Anlage wird mit einer installierten Leistung von 1.400 MW zu den größten Pumpspeicherkraftwerken Europas zählen. Dieser enorme Leistungszuwachs benötigt entsprechend große verfügbare Wassermengen. Da die Anlage über keine nennenswerten Zuflüsse verfügt, muss ein Ober- und Unterbecken errichtet werden. Südlich des bestehenden Oberbeckens für das Kraftwerk Wehra (Hornbergbecken I) soll das Hornbergbecken II mit einem Fassungsvermögen von 9,0 Mio. m³ gebaut werden.

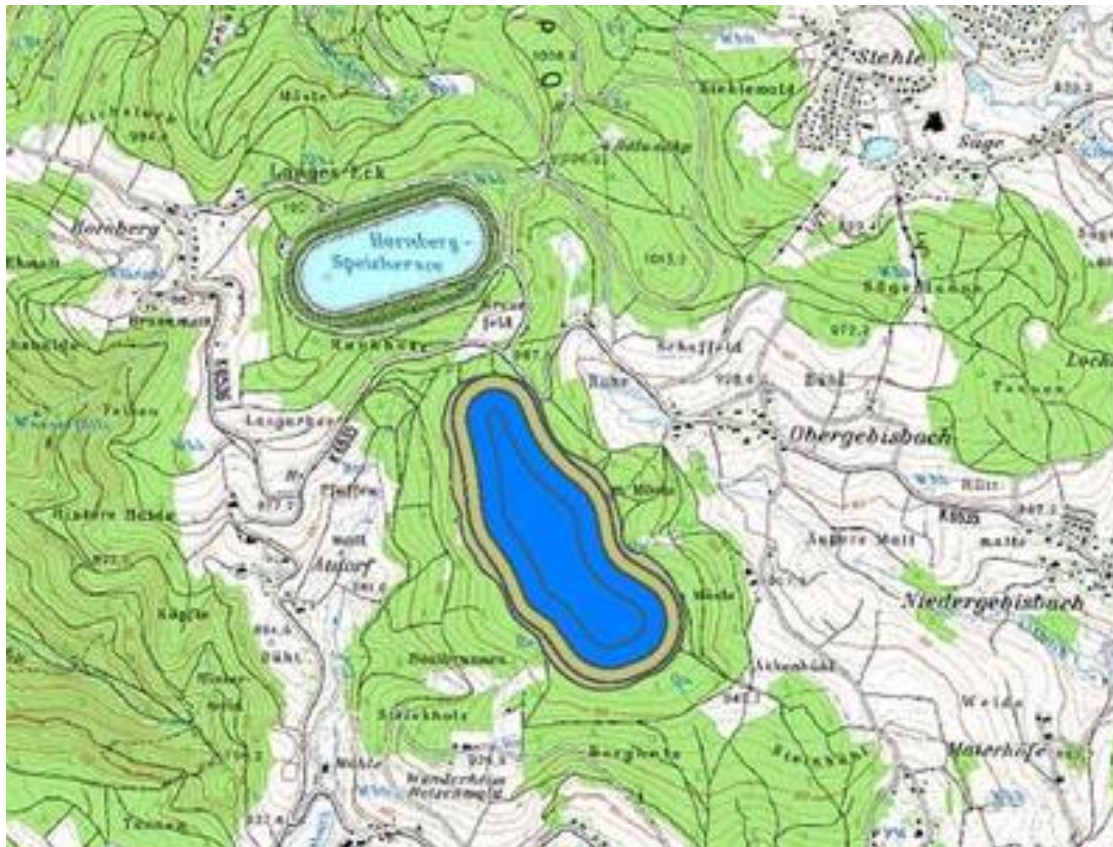


Abbildung 5.22: Oberbecken Kraftwerk Atdorf, Quelle: [38]

Die Form des Beckens wird dem Gelände angepasst und soll sich, wie das Hornbergbecken I, gut in die Landschaft einfügen. Etwaige Auswirkungen von Baumaßnahmen auf Quellen in der Umgebung sind zu befürchten, da das Becken durch seine Fläche die Einzugsgebiete verringert und somit die Quellschüttungen reduziert. Intensive Befürchtungen bestehen besonders in Bad Säckingen, wo man der Schluchenseewerke AG vorwirft, mögliche Auswirkungen auf die Heilquellen zu verharmlosen.

Da das Hornbergbecken II über keinen natürlichen Zufluss verfügt, kann es über eine Füllleitung vom Hornbergbecken I befüllt werden. Dadurch geht dem Kraftwerk Wehra zwar Wasser verloren, doch kann dieser Wasserverlust durch den Fluss Wehra, der das zugehörige Unterbecken durchfließt, ausgeglichen werden. Der Zeitbedarf für die Erstbefüllung des gesamten Anlagensystems wird auf rund zwölf Monate geschätzt.

Als Unterbecken dient das Haselbecken bei Bad Säckingen, das über ebenfalls 9,0 Mio. m³ nutzbares Volumen verfügen wird.

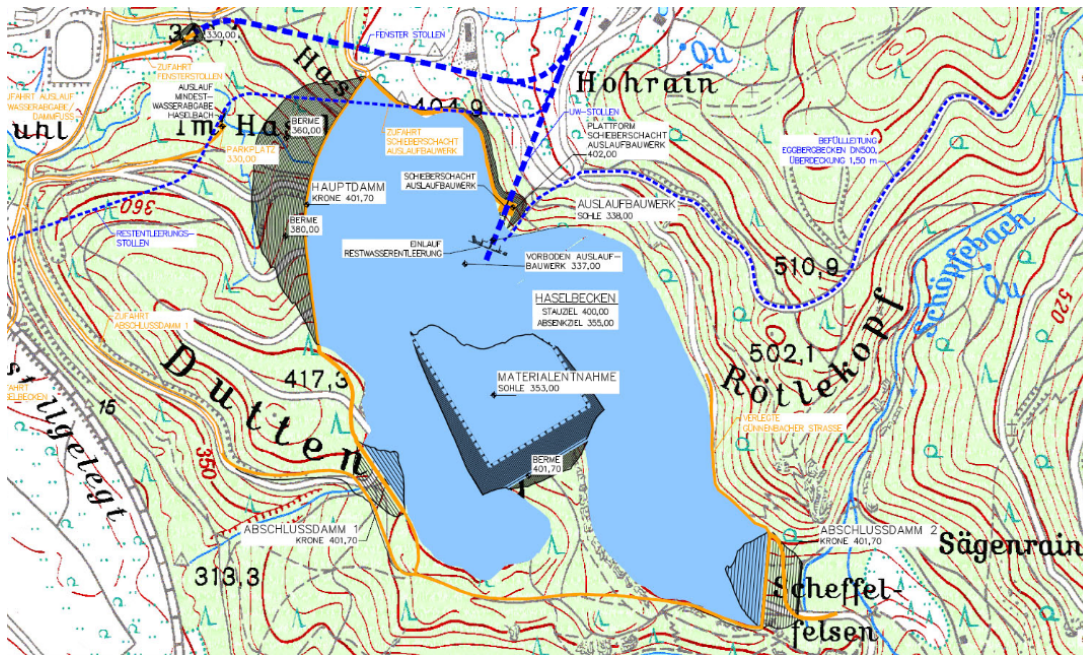


Abbildung 5.23: Unterbecken Kraftwerk Atdorf, Quelle: [38]

Das zwischen dem Ort Wehra und dem Bergsee gelegene Haselbachtal wird durch einen etwa 76 m hohen Hauptdamm abgeschlossen. Zusammen mit zwei weiteren Dämmen wird das Haselbachbecken als Unterbecken gebildet.

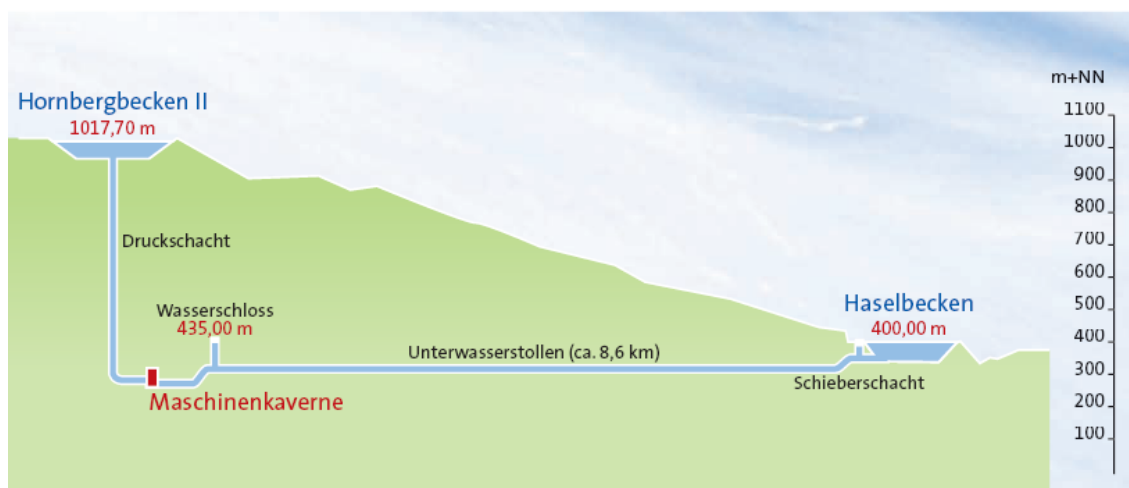


Abbildung 5.24: Übersichtslängenschnitt Kraftwerk Atdorf, Quelle: [38]

Die letzten Planungen sehen zur Schonung der Umwelt ein Kavernenkraftwerk vor.

Ob Zwei- oder Dreimaschinensätze mit Francis-Turbinen eingebaut werden, ist ebenso unentschieden wie die Anzahl der Maschinensätze. Zusammen soll das Kraftwerk bis zu 1.400 MW Leistung erbringen können. Die Investitionskosten, genannt werden 1.000 bis 1.600 Mio. €, hängen sehr stark von der gewählten Maschinensätzen ab. Mit Wahl der Bauart legt man auch die späteren Vermarktungsmöglichkeiten fest.

Das Gutachten der dena²¹ (nachzulesen in [17]) kommt für das Pumpspeicherkraftwerk Atdorf zu folgendem positiven Ergebnis:

- Beitrag zur Senkung der volkswirtschaftlichen Kosten der Stromversorgung,
- Einsatz Atdorf vermeidet den Einsatz teurerer Kraftwerke,
- Reduktion der CO₂-Emissionen der Stromproduktion,
- Beitrag zur Vermeidung von Stromengpässen im Netz,
- Senkung der Netzverluste durch den Einsatz von Atdorf und
- effizienter Ausgleich von Lastschwankungen durch Windenergie und Photovoltaik.

Im Zuge des Ausstieges aus der Atomkraft wird die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien so stark gefördert, dass die Erzeugung immer öfter den Verbrauch übersteigt. Dieses Überangebot führt an der Börse zu weiterhin sinkenden Preisen.

Die Errichtung des größten deutschen Pumpspeicherkraftwerkes verzögert sich mit zunehmendem Widerstand aus der Bevölkerung. Der Bau des künstlichen Oberbeckens stellt eine nachhaltige Beeinträchtigung des Landschaftsbildes dar. Im Jahre 2008 war noch von 700 Mio. € Investitionskosten die Rede, Ende 2012 wurden bereits Kosten über 1,5 Mrd. € kolportiert.

Obwohl die gesamte Energiewirtschaft immer noch von wachsendem Speicherbedarf spricht, sinken die Preise und damit auch die Pumpspeicher-Spreads weiter. Die Margen aus dem täglichen Wälzbetrieb sinken mit jeder neu in Betrieb gesetzten Photovoltaikanlage. Die Investoren RWE und EnBW sprechen bereits von „wirtschaftlich schwierigen Rahmenbedingungen“, aber auch davon, dass eine „abschließende Bewertung der Wirtschaftlichkeit“ derzeit nicht möglich sei. Das Projekt steht an der Kippe, und unter den herrschenden Bedingungen ist eine Wirtschaftlichkeit nicht darstellbar.

Dennoch hält der Stadtwerke-Verbund Trianel GmbH²² am Bau eines Pumpspeicherkraftwerkes im Thüringer Wald fest. Das Kraftwerk nahe der Talsperre Schmalwasser soll eine Leistung von 1.000 MW haben und rund 1 Mrd. € kosten.

²¹ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

²² bis Dezember 2008 Trianel European Energy Trading GmbH

5.7 Grimsel 3

Das neue Pumpspeicherkraftwerk Grimsel 3 gehört zur Kraftwerksgruppe Oberhasli.



Abbildung 5.25: Übersichtslageplan Kraftwerksgruppe Oberhasli, Quelle: [31]

Das Kraftwerk soll unterirdisch als Kavernenkraftwerk ausgebaut werden und damit fast keine Auswirkungen auf die Umwelt haben.

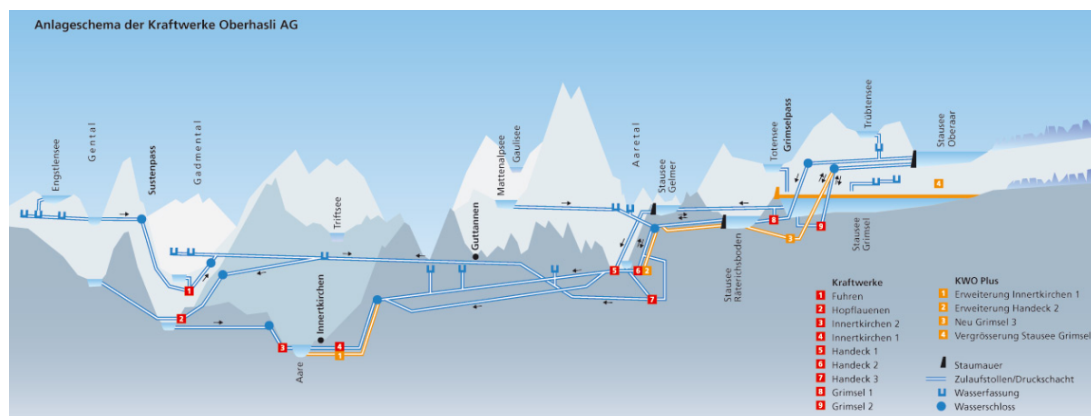


Abbildung 5.26: Anlageschema der Kraftwerke Oberhasli AG, Quelle: [31]

Das Kraftwerk verbindet die bestehenden Stauseen Oberaarsee (57 Mio. m³) und Räterichsboden (25 Mio. m³). Da das Kraftwerk vorhandene Infrastruktur nutzt, können umfangreiche Baumaßnahmen und damit größere Umweltbeeinträchtigungen vermieden werden.

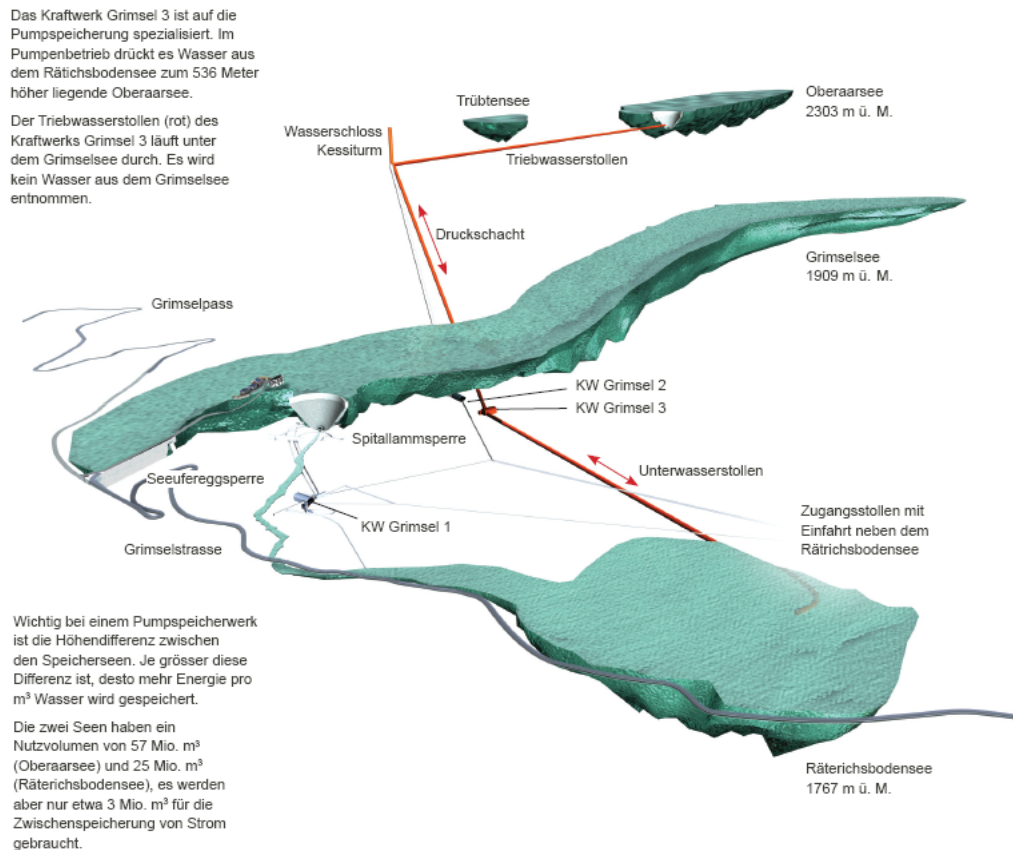


Abbildung 5.27: Lageplan Kraftwerk Grimsel 3, Quelle: [31]

Das neue Krafthaus beherbergt drei drehzahlregulierte Varspeed-Pumpturbinen mit je 220 MW Leistung.

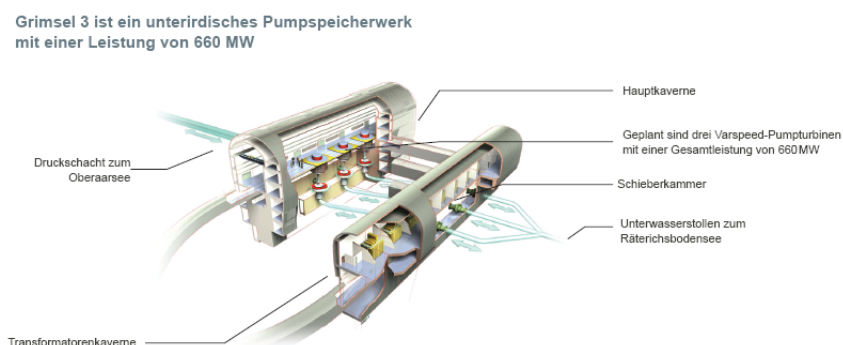


Abbildung 5.28: Krafthaus Grimsel 3, Quelle: [31]

Ein Pumpspeicherkraftwerk erlaubt, unregelmäßig anfallenden Strom aus Wind- und Sonnenenergie durch Pumpbetrieb zu speichern und in Zeiten mangelnder Erzeugung durch Turbinenbetrieb ausreichend Strom ins Netz einzuspeisen. Aufgrund der übermäßig starken Subventionierung von Wind- und Solarstrom in Deutschland ist das Projekt Grimsel 3 derzeit nicht rentabel und wurde von der KWO²³ am 26.3.2013 sistiert.

Die schweizerische Energiestiftung sieht auch keine Notwendigkeit, den weiteren Ausbau von Speicherkraftwerken fortzusetzen, weil in der Schweiz genügend flexible Wasserkraftwerke verfügbar sind. Die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in Pumpspeicherkraftwerke ist aus heutiger Sicht nicht gegeben. Das 600 Millionen Euro teure Projekt ist unnötig und ökonomisch zu riskant.

5.8 Wirtschaftlichkeit

In Kapitel 4 konnte gezeigt werden, dass die Errichtung neuer Tagesspeicher nicht rentabel ist, weil der Bau der Speicherbecken zu kostspielig ist und die verfügbaren Wassermengen zu gering sind, um täglich am ertragreicheren Regelenergiemarkt teilzunehmen. Eine leistungstechnische Erweiterung bestehender Anlagen unter Mitbenützung vorhandener Speicher ist deshalb nicht zielführend, weil einfach zu wenig Wasser zur Verfügung steht.

Selbst das geplante Tagesspeicherkraftwerk Riedl an der österreichisch-bayrischen Grenze, das über ein nahezu unerschöpfliches Unterbecken (Stauration Donaukraftwerk Jochenstein) verfügt, ist wegen des noch zu errichtenden Oberbeckens nicht rentabel. Für ein mehrstündiges Nachpumpen sind derzeit die Preisverhältnisse (Pumpspeicher-Spreads) im Tagesverlauf zu wenig stark ausgeprägt.

Die Errichtung von Jahresspeichern ist aus gesellschafts- und umweltpolitischen Gründen in absehbarer Zukunft nicht möglich. Investitionen in leistungstechnische Aufrüstungen oder Neubauten von Jahresspeicherkraftwerken, die bestehende Speicher nutzen, sind nur dann lohnend, wenn die Speicher im Jahresverlauf über bedeutende Zuflüsse verfügen (siehe Abbildung 4.23). Die ursprünglichen Jahresspeicherkonzepte basieren ja auf der Generierung von Zuflussmengen durch Zusammenfassen von Bächen und Überleiten in die Speicher, was einer Vergrößerung der Einzugsgebiete gleichkommt.

Der zur Kraftwerksgruppe Malta gehörende Speicher Kölnbrein verfügt im Verhältnis zu den Speichern, die nördlich des Alpenhauptkammes liegen, über relativ geringen Zufluss. Sein Inhalt ist größtenteils durch Pumpen zustande gekommen und daher sozusagen „wertvoller“ als die Speicherinhalte anderer Speicher.

²³ Kraftwerke Oberhasli AG

Die folgenden Tabellen zeigen die wesentlichen Daten der sieben ausgewählten Projekte, vier Jahres- und drei Tagespumpspeicherkraftwerke in Österreich, Deutschland und in der Schweiz.

Kraftwerk	Staat	Typ	Inbetriebnahme	Zufluss	Oberbecken Mio. m ³	Unterbecken Mio. m ³	Becken
Limberg II	A	JSP	2011	ja	84,9	81,2	Bestand
Kops II	A	JSP	2008	ja	42,9	1,3	Bestand
Reißeck II	A	JSP	2014	ja	7,8	6,2	Bestand
Goldisthal	D	TSP	2003/2004	gering	13,5	12,0	Bestand
Glems	D	TSP	noch nicht entschieden	gering	3,0	4,4	Nebau Erweiterung
Atdorf	D	TSP	verzögert bis 2015	gering	9,0	9,0	Neubau
Grimsel 3	CH	JSP	26.3.2013 sistiert	ja	57,0	25,0	Bestand

Tabelle 5.3: Vergleich ausgewählter Pumpspeicherkraftwerke Teil 1, Quelle: Autor

Kraftwerk	Typ	Turbine MW	Pumpe MW	Maschine hydraulisch	Regelfähigkeit	Investition Mio. Euro	Wirtschaftlichkeit
Limberg II	JSP	2 x 240	2 x 240	Francis-Pumpturbinen	HKS möglich	365	überwiegend aus Zufluss
Kops II	JSP	3 x 175	3 x 450	Pelton turbine und Pumpe	für HKS geplant	400	überwiegend aus Zufluss
Reißeck II	JSP	2 x 215	2 x 215	Francis-Pumpturbinen	HKS möglich	385	überwiegend aus Zufluss
Goldisthal	TSP	4 x 269	4 x 257	Francis-Pumpturbinen	2 x drehzahlvariabel	600	fraglich
Glems	TSP	448	419	Francisturbinen und Pumpen	HKS möglich	356	fraglich
Atdorf	TSP	1.400	1.400	Francis-Pumpturbinen	HKS möglich	1.600	fraglich
Grimsel 3	JSP	3 x 220	3 x 220	Francis-Pumpturbinen	3 x drehzahlvariabel	540	fraglich

HKS hydraulischer Kurzschluss
(mit mind. 2 Pumpturbinen oder mit Dreimaschinensatz möglich)

Tabelle 5.4: Vergleich ausgewählter Pumpspeicherkraftwerke Teil 2, Quelle: Autor

Die österreichischen Jahresspeicher finanzieren sich größtenteils aus dem Zufluss und teilweise aus Systemdienstleistungen. Das Pumpspeicherkraftwerk Kops II wurde schon in der Planung mit den drei Dreimaschinensätzen für die Übernahme von Regelaufgaben im hydraulischen Kurzschluss vorgesehen. Die Kombination der Pumpen mit Pelton-Turbinen ist bislang einzigartig und nützt die Fähigkeiten der Turbinen im Teillastbereich besonders effektiv.

Die deutschen Pumpspeicherkraftwerke sind durchwegs Tagesspeicher mit unergiebigem Zuflüssen und relativ geringen nutzbaren Speichereinhalten der Ober- und Unterbecken. Investitionen in diese Speichertypen sind derzeit ökonomisch sehr riskant und zur Bedarfsdeckung nicht erforderlich. Der Strommarkt in Mitteleuropa ist durch Überproduktion aus Wind- und Solarenergie mehr als gesättigt.

Das letzte Beispiel zeigt, dass es in der Schweiz genügend flexible Erzeugung aus Wasserkraft gibt. Auch der Bedarf an Regelenergie kann mit den bestehenden Kraftwerken sehr gut abgedeckt werden, sodass die Schweizerische Energie-Stiftung dem Kanton Bern empfahl, dem geplanten Kraftwerk Grimsel 3 keine Konzession zu erteilen.²⁴

Investitionen in Pumpspeicherkraftwerke sind kostenintensiv und langfristig. Eine strategische, sich langfristig auswirkende Fehlentscheidung ist durch keine operativen Maßnahmen mehr zu korrigieren. Die Entscheidungsgrundlagen basierten in den letzten Jahren überwiegend auf Prognosen, die ein zu optimistisches Bild von der Entwicklung des gesamten Strommarktes gaben.

Die im Kapitel 4 dargelegten Berechnungen basieren auf bekannten Daten aus 2012 und früherer Jahre. Zur Vereinfachung wurden die Speichertypen als Einzelobjekte, ohne Berücksichtigung ihrer Einbindung in Gesamtsysteme bewertet. Verbindet nämlich ein neues Pumpspeicherkraftwerk wie Reißbeck II unter Mitnutzung vorhandener Speicher zwei bestehende Anlagensysteme, die Kraftwerksgruppen Malta und Reißbeck/Krezeck, nimmt die Komplexität der Bewertung deshalb so übermäßig zu, weil die Vielzahl der Bewirtschaftsmöglichkeiten letztlich jeden überschaubaren Rahmen sprengt.

Die Bewirtschaftung von Tagesspeichern ist im Allgemeinen wegen der relativ geringen, zur Verfügung stehenden Wassermengen einfacher, denn längerfristige Preisentwicklungen, week-ahead oder weiter im Voraus, spielen bei der Vermarktung keine Rolle. Die täglichen Einsatzstunden werden sowohl von der verfügbaren Wassermenge als auch vom Pumpspeicher-Spread begrenzt.

²⁴ www.klimaretter.info/energie/hintergrund

6 Speicherbewertung im Betrieb

Die erfolgreiche Bewirtschaftung von Jahresspeichern ist bedeutend schwieriger als die von Tagesspeichern, nämlich vorwiegend aus dem Grund, weil die Möglichkeit langfristiger Mengenverlagerungen besteht (siehe Abbildung 4.23). Der Betrachtungszeitraum richtet sich nach der Größe des Speichers und beträgt meist ein Jahr. Die Kraftwerkeinsatzplanung erstellt täglich, zumindest für den Folgetag (Day-Ahead), einen sogenannten Fahrplan, in dem für jedes Kraftwerk festgelegt wird, in welchen Zeiträumen, welche Turbinen oder Pumpen zum Einsatz kommen. Da dieser Einsatzfahrplan der eigentliche Werttreiber für die Speicherkraftwerke ist, muss ein optimaler Ertrag das Ziel sein.

Die wichtigste, aber leider auch unsicherste Eingangsgröße ist die PFC (Price Forward Curve). Am Markt sind zahlreiche Preisprognosemodelle unterschiedlichster Qualität verfügbar. Gemeinsam ist allen Prognosen, dass mit der Ausdehnung des Prognosezeitraumes die Unsicherheit steigt. Ähnlich den an der Börse gehandelten, standardisierten Forwards muss das Prognoseprogramm für die Folgetage und eine Woche voraussichtliche Stundenpreise generieren. Für den Rest des Betrachtungszeitraumes reichen wöchentliche oder monatliche Durchschnittspreise.

Die für den Speichereinsatz relevante Größe ist der sogenannte Wasserwert, auch als Schattenpreis bezeichnet.

Er wird aus der Preiserwartung, den technischen Kenngrößen der Speicherkraftwerke einschließlich Verfügbarkeiten, den Speicherinhalten und Zuflussprognosen ermittelt. In der Praxis wird der Wasserwert einmal täglich errechnet. Damit erhalten die Speicherinhalte einen wirtschaftlichen Wert [€/m^3]. Ist der Speicher voll, und sind die erwarteten Preise in Zukunft höher, so ist der Wasserwert größer als der Tagespreis, und es wird kein Wasser entnommen. Der errechnete Wasserwert für einen Speicher kann auch 0 €/m^3 sein, nämlich dann, wenn ein Zwang besteht, aus diesem Speicher Wasser zu entnehmen. Im Wasserwert kommt auch die Risikobereitschaft zum Ausdruck, wie nahe, vertrauend auf die Güte der Prognosen, an die Grenzen der nutzbaren Speicherinhalte gegangen wird.

Mit den Wasserwerten und allen bekannten, technischen Daten kann ein Optimierungsprogramm einen optimalen Einsatzfahrplan ermitteln. Da neben den Börsenpreisen auch die Regelenergiepreise und Zuflüsse Prognosewerte sind, ist das Ergebnis mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Nach jeder Veränderung der Eingangsparameter, etwa durch Abruf von Maschinenleistungen zur Regelung, gemäß Angebot durch den Netzbetreiber oder Intra-Day-Vermarktung müsste eine neue Berechnung durchgeführt werden.

Mit der immer größer werdenden Anzahl von Parametern dauern die Berechnungen oft länger als eine Stunde und kommen damit als Entscheidungshilfe für die operative Umsetzung einfach zu spät. Die Gesamtdauer einer Berechnung hängt auch davon ab, wie rasch die Eingangsparameter aktualisiert werden können. Eine Vielzahl von Parametern könnte automatisch übernommen werden, Verfügbarkeiten oder Ergebnisse von Handelsaktivitäten können nur manuell nachgeführt werden. In der Praxis dient der Wasserwert vorwiegend als Richtgröße für den Intra-Day-Handel. Ein Verkauf wird nur dann getätigt, wenn der am Markt erzielbare Preis größer ist als der Wasserwert.

Um letztlich den Speichereinsatz bewerten zu können, ist es erforderlich, sowohl eine Mengenbilanz als auch eine Kostenbilanz für jeden Speicher zu führen. Jedem Zukauf für Pumpbetrieb muss ein mengen- und preisadäquater Verkauf gegenüberstehen. Wird das nicht exakt festgehalten, können zugekaufte Mengen für Pumpbetrieb im Verkauf für Turbinenbetrieb aus Zufluss oder positiver Regelernergie verschwinden, und die Kostenwahrheit ist nicht mehr gegeben.

Diese Genauigkeit ist besonders dann wichtig, wenn es an einem Speicherkraftwerk mehrere Eigentümer (Investoren oder Beteiligte) gibt. Der Speicher wird dann von einem Eigentümer physikalisch bewirtschaftet, die anderen haben entsprechend ihrer Anteile sogenannte Fiktivspeicher zur Verfügung, die sie genauso betreiben können wie einen realen Speicher. Fällt im Kraftwerk eine Maschine aus oder geht sie in Revision, so steht jedem Beteiligten prozentuell weniger Leistung zur Verfügung. Die Zuflüsse werden gleichermaßen aufgeteilt und die Speicherinhalte für jeden Beteiligten nach seinen Einsätzen mitgeführt. So kann jeder Beteiligte Turbinen- und Pumpen im Rahmen seiner Möglichkeiten einsetzen, ohne sich mit der Wirklichkeit befassen zu müssen.

7 Zusammenfassung

Pumpspeicherkraftwerke können die Stromüberschüsse aus erneuerbaren Energieträgern, wie Windkraft oder Photovoltaik speichern, und die Übertragungsnetze stabilisieren. Bei Bedarf werden im Regelbetrieb binnen weniger Sekunden die schnellen Lastwechsel ausgeglichen. Technisch und wirtschaftlich kann das am Besten durch Pumpspeicherkraftwerke bewältigt werden.

Rahmenbedingungen

Mit Nachdruck werden in vielen europäischen Staaten die erneuerbaren Energieträger gefördert, um deren Anteil an der Stromproduktion zu erhöhen. Der geplante Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie in Deutschland und die weltweit geforderte Reduktion der Emission von Treibhausgasen sind nur dann zu verwirklichen, wenn neben Wind und Photovoltaik auch die Wasserkraft gefördert und weiter ausgebaut wird. Diesem Anliegen stehen aber eine Reihe von Vorgaben, Richtlinien und Gesetzen gegenüber. Besonders zu erwähnen sind in diesem Zusammenhang die Wasserrahmenrichtlinie²⁵ (WRRL) und die Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE-VO 2012²⁶).

Die Betreiber von Pumpspeicherkraftwerken in Österreich werden sowohl als Netzeinspeiser (Turbinenbetrieb) als auch als Netzentnehmer (Pumpbetrieb) mit Kosten (Leistungs- und Arbeitskomponente) belastet. Je nach Einsatzart und Dauer bedeutet das eine gesamtтарifliche Mehrbelastung bis zu 40% pro WMh. Diese Erlösschmälerung setzt die österreichischen Kraftwerksbetreiber einem verstärkten Kostendruck aus und verringert damit ihre Konkurrenzfähigkeit gegenüber anderen europäischen Stromerzeugern.

Der Endverbraucher fördert sowohl als Konsument wie auch als Steuerzahler die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Die anwachsenden Strommengen werden über die Börsen vermarktet, wodurch die Großhandelspreise immer mehr unter Druck geraten.

²⁵ RICHTLINIE 2000/60/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 23. Oktober 2000 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserversorgung

²⁶ BGBl.II- Ausgegeben am 23. Dezember 2011 Nr. 440, Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012, SNE-VO 2012)

Projekte

Durch Betriebseinschränkungen (WRRL), sinkende Pumpspeicher-Spreads (Preisdifferenz zwischen „billigem“ Strom zum Hochpumpen und dem „veredelten“ Spitzenstrom aus dem Turbinenbetrieb) sowie zusätzlichen Kostenbelastungen (SNE-VO 2012), können weitere Investitionen unrentabel werden. Der Spielraum für Investitionen in diesem Bereich wird immer enger. Manchen, bereits genehmigten Projekten droht wegen nicht ausreichender Wirtschaftlichkeit die Einstellung.

Ausblick

Der Strukturwandel im liberalisierten Energiemarkt Europas und der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energieformen verändert den Einsatz bestehender Kraftwerke. Windkraft im Norden und Sonnenenergie im Süden beanspruchen die Übertragungsnetze zusätzlich durch schwankende Einspeisungen. Die Pumpspeicherkraftwerke in den Alpenregionen liegen an den Hochspannungs-Nord-Süd-Verbindungen und können technisch diese Regelaufgaben erfüllen. Sowohl Stromverbrauch, aber auch Energieflüsse verändern sich in ganz Europa sehr schnell. Da die Standorte der Kraftwerke topografisch bedingt sind, muss sich der künftige Netzausbau an den Einbindungsmöglichkeiten orientieren.

Die Integration der Strommärkte erfordert neben dem koordinierten Ausbau der europaweiten Übertragungsnetze eine verstärkte Zusammenarbeit der europäischen Netzbetreiber (ENTSO-E²⁷/Continental Europe) und die Entwicklung neuer Marktkonzepte für den grenzüberschreitenden Handel mit Regelenergie. Zur europaweiten Harmonisierung eines Regelenergiemarktes braucht es einen permanenten Informationsaustausch über die marktrelevanten Parameter, wie technische Kenngrößen der Kraftwerke und Übertragungsnetze, koordinierte Marktregeln in allen Teilnehmerländern, Definitionen von Verantwortlichkeiten und einheitliche Zuteilungsverfahren für die entstandenen Ausgleichsenergiekosten.

²⁷ European Network of Transmission System Operators for Electricity

Literaturverzeichnis

- [1] AHP, Verbund: *Vereinfachte Umwelterklärung 2005*. www.verbund.com, 2005
- [2] AHP, Verbund: *Pumpspeicherkraftwerk Limberg II*. www.verbund.com, 2006
- [3] AHP, Verbund: *Pumpspeicherkraftwerk Reißbeck II, Kurzbeschreibung des Vorhabens*. www.verbund.com, 2008
- [4] AMLER, Peter: Neue Chancen für die Pumpspeicherkraft. In: *Hydro News* Ausgabe 14 (2008). – Leitartikel
- [5] APCS, Austrian Power C.: *Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung zu den AB-KO v 9.00*. www.apcs.at, 2010
- [6] APCS, Austrian Power C.: *Statistiken Ausgleichsenergiemarkt*. www.apcs.at, 2012
- [7] APG, Austrian Power G.: *Das europäische Verbundnetz*. www.apg.at, 2010
- [8] APG, Austrian Power G.: *Ausschreibungssystem - Regelenenergiemarkt*. www.apg.at, 2012
- [9] APG, Austrian Power G.: *Marktinformationen - Ausschreibungen der Primärregelleistung in der Regelzone APG*. www.apg.at, 2012
- [10] APG, Austrian Power G.: *Marktinformationen - Ausschreibungen der Sekundärregelleistung in der Regelzone APG*. www.apg.at, 2012
- [11] APG, Austrian Power G.: *Marktinformationen - Ausschreibungen der Tertiärregelleistung in der Regelzone APG*. www.apg.at, 2012
- [12] APG, Austrian Power G.: *Marktinformationen - Statistik der Netzregelung in der Regelzone APG*. www.apg.at, 2012
- [13] APG, AustrianPowerGrid: *ABN, Allgemeine Netzbedingungen*. www.apg.at, 2010
- [14] APG, AustrianPowerGrid: *Abgrenzung von Regel- zu Ausgleichsenergie*. www.apg.at, 2011
- [15] BERNHARD, Dominik: *Syntax für die Bewirtschaftung von Stromspeichern*. www.ffe.de/publikationen/fachartikel, 2010

- [16] BORCHERT, Jörg ; SCHEMM, Ralf ; SWEN, Korth: *Stromhandel*. Schäffer-Poeschel Verlag Stuttgart, 2006. – ISBN-10: 3-7910-2542-2, ISBN-13: 978-3-7910-2542-1
- [17] DENA, Deutsche Energie-Agentur GmbH (.: *Das energiewirtschaftliche Gutachten*. www.dena.de/psw, . – Im Auftrag der Schluchenseewerke AG, in Zusammenarbeit mit der TU München und der RWTH Aachen
- [18] DENA, Deutsche Energie-Agentur GmbH (.: *Pumpspeicherwerke und ihr Beitrag zum Ausbau erneuerbarer Energien*. www.dena.de, 2010
- [19] DKJ, Donaukraftwerk Jochenstein A.: *Energiespeicher Riedl*. www.energiespeicher-riedl.com, 2010
- [20] DÜNKLER, Wolfgang: *Pumpspeicher Goldisthal - 1.060 MW-Kavernenkraftwerk*. www.vattenfall.com, 2006. – Prospekt
- [21] ENERGIE-CONTROL, Austria: *Ausgleichsenergie*. www.e-control.at, 2012
- [22] ENERGIE-CONTROL, Austria: *Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012, SNE-VO 2012*. www.e-control.at, 2012
- [23] ENERGIE-CONTROL, Austria: *Ausgleichs- und Regelenergie*. www.e-control.at, 2013. – 1. Fassung: März 2013
- [24] FELBERBAUER, K.-P. ; KLOESS, M. ; JUNGMEIER, G. ; HAAS, R. ; KÖNIGHOFFER, K. ; PRÜGGLER, W. ; PRUCKER, J. ; REZANIA, R ; BEERMANN, M. ; WENZEL, A.: *Energiespeicher der Zukunft / Joanneum Research*. 2010. – Report
- [25] GLOOR, Ralf: *Wasserturbinen*. www.energie.ch, 2011
- [26] JAHRMANN, Fritz-Ulrich: *Finanzierung*. Verlag Neue Wirtschafts-Briefe Herne/Berlin, 2003. – 5., wesentlich überarbeitete Auflage, ISBN 3-482-56755-7
- [27] JANSEN, Oliver ; TOBIAS, Schöner: *Pumpspeicherkraftwerke - Vergleich unterschiedlicher Konzepte den Regelbedarf der Zukunft zu sichern*. In: *Dresdner Wasserbauliche Mitteilungen* (2011). – 34. Dresdner Wasserbaukolloquium
- [28] KATHAN, Johannes ; ESTERL, Tara ; LEIMGRUBER, Fabian ; HELFRIED, Brunner: *Pumpspeicher Römmerland / AIT Austrian Institute of Technology*. 2012. – Forschungsbericht
- [29] KLOESS, Maximilian: *Wirtschaftliche Bewertung von Stromspeichertechnologien*. 12. Symposium Energieinnovation TU Graz, 15.-17. Februar 2012, 2012

- [30] KOX, Alexander: *Stromhandel*. Vortrag Uni Münster, 9.12.2009, 2009
- [31] KWO, Grimselstrom: *Neues Pumpspeicherwerk Grimsel 3*. www.bkw.ch/kwo-plus-ausbau-grimsel, 2012
- [32] LINDNER, Stefan: *Höchst flexible und energieeffiziente Pumpspeicherkraftwerke*. new.abb.com, 2013. – ABB Automation & Power World 2013
- [33] MAIER, Christoph: *Speicherbewirtschaftung bei Vollversorgung Österreichs mit regenerativem Strom*. 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT 2013), 2013
- [34] OBERLEITNER, Paul: *Entwicklung technischer Möglichkeiten für die Energiespeicherung und Netzregelung mit Pumpspeicherwerken in Europa*. 12. Symposium Energieinnovation TU Graz, 15.-17. Februar 2012, 2012
- [35] PROCOM, GmbH: *Bestimmung von Wasserwerten in Hydrokraftwerken*. www.procom.de, 2010
- [36] PÖYRY ENERGIE, AG: *Bestimmung von Wirkungsgraden bei Pumpspeicherung in Wasserkraftanlagen / Eidgenössisches Departement UVEK*. 2008. – Studie im Rahmen der Energiewirtschaftlichen Grundlagen des Bundesamtes für Energie BFE
- [37] QUASCHNING, Volker: *Wirkungsgrade einzelner Turbinentypen*. www.volker-quaschning.de, 2010
- [38] SCHLUCHENSEEWERK, AG: *Neubauprojekt Pumpspeicherkraftwerk Atdorf*. www.schluchenseewerk.de, 2010
- [39] SCHORN, Roland: *Pumpspeicherkraftwerk Reißbeck II*. World of PORR 162/2013, 2013
- [40] STRÖLIN, Tobias: *Energiewirtschaftliche Einordnung und Bewertung einer Erweiterung des Pumpspeicherkraftwerkes Glems der EnBW Kraftwerke AG*. 2012. – Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Studienarbeit
- [41] TRIANEL, GmbH: *Wasserspeicherkraftwerke - Projektentwicklung*. www.trianel-nethe.de, 2013
- [42] VERBUND: *Das Pumpspeicherkraftwerk - der intelligente Stromspeicher*. www.verbund.com, 2013

- [43] VERBUND ; FRONTIER: *Effiziente Stromspeicher brauchen effiziente Rahmenbedingungen*. www.verbund.com, 2011
- [44] VEVERKA, Karl: *Analyse der Großhandelspreise für Strom am Terminmarkt der Leipziger Strombörse EEX*. 2013. – Hochschule Mittweida, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, Forschungsarbeit
- [45] VORALBERGER ILLWERKE, AG: *Kopswerk II*. www.kopswerk2.at, 2007
- [46] WALL, Johannes: *Pumpspeicherkraftwerke im Spannungsfeld zwischen der europäischen Wasserrahmenrichtlinie und der Liberalisierung des Strommarktes*. 2010. – Technische Universität Graz, Fakultät für Bauingenieurwissenschaften, Institut für Wasserwirtschaft, Masterarbeit
- [47] WOLKE, Thomas ; WOLKE, Thomas (Hrsg.): *Risikomangement*. R. Oldenbourg Verlag München Wien, 2007. – ISBN 978-3-486-58198-0

Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und nur unter Verwendung der angegebenen Literatur und Hilfsmittel angefertigt habe.

Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus Quellen entnommen wurden, sind als solche kenntlich gemacht.

Diese Arbeit wurde in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt.

Stockerau, im Dezember 2013